



Atestat ANRE E1 nr. 15113/09.09.2019

SC ELPROCONS ELECTRIC SRL TÂRGU JIU

J18/388/2014, CUI: RO33457298

Telefon: 730 280 623, e-mail: elprocons.electric@yahoo.ro

Cont IBAN: RO02 RZBR 0000 0600 1700 8337

Raiffeisen BANK - Agentia Gorj

MANAGEMENT SYSTEM

CERTIFIED



ISO 9001 ISO 14001

**RACORDAREA LA RETEAUA ELECTRICA
DE DISTRIBUTIE A CENTRALEI
FOTOVOLTAICE CU $P_i=15006\text{KW}$,
LOCALITATEA TG-CARBUNESTI, SAT
COJANI, JUDETUL GORJ**

Beneficiar:

DISTRIBUTIE ENERGIE OLTENIA S.A.

**FAZA: STUDIU DE SOLUTIE (SS)
LUCRAREA NR. 03/2021
ACTUALIZAREA 1**


Exemplar nr. 1

FOAIA DE SEMNĂTURI

DENUMIRE INVESTITIE: „**RACORDAREA LA REȚEAUA ELECTRICĂ DE
DISTRIBUȚIE A CENTRALEI FOTOVOLTAICE CU $P_i=15006\text{kW}$,
LOCALITATEA TG-CARBUNESTI, SAT COJANI, JUDEȚUL GORJ**”

SIMBOL: 03/2021, actualizarea 1

FAZA: S.S.

BENEFICIAR	DISTRIBUȚIE ENERGIE OLTENIA S.A.	
PROIECTANT	S.C. ELPROCONS ELECTRIC S.R.L.	
ȘEF PROIECT	ING. RIZESCU ANA GABRIELA	
PROIECTANT	ING. RIZESCU GHEORGHE	

- APRILIE 2021 -

CUPRINSUL LUCRĂRII

VOLUMUL I – I. PARTE SCRISĂ

1	Denumirea lucrării	pag.	1
2	Lista de semnături	pag.	2
3	Cuprinsul lucrării	pag.	3
4	Ordin începere, contract de prestări servicii proiectare.....	pag.	6
5	Atestat și legitimații ANRE.....	pag.	9
6	Caiet de sarcini, tema de proiectare. Documente anexe.....	pag.	12
7	Situația avizelor.....	pag.	143
8	Memoriu tehnic	pag.	161
	1.Date generale	pag.	161
	2.Descrierea lucrărilor. Cerințe privind racordarea CEF și calitatea energiei produse. Cerințe pentru centralele din module generatoare.....	pag.	161
	3.Situația energetică din zonă	pag.	213
	4.Soluții de racordare la RED	pag.	215
	5.Funcții implementate în terminalul de protecție	pag.	236
	6.Monitorizarea calității energiei electrice	pag.	237
	7. Fluxul de informații, schimbul de date între OTS, OD și gestionarul CEF, cerințe de monitorizare și reglaj, interfata noii surse cu sistemul SCADA și de telecomunicații.	pag.	238
	8.Suprafața și situația juridică a terenului ocupat de lucrare	pag.	241
	9.Coexistența cu alte instalații și construcții	pag.	242
	10.Date privind forța de muncă	pag.	246
	11.Data estimată a PIF.....	pag.	246
	12.Devizul general al investiției.....	pag.	246
	13.Principali indicatori tehnico-economici ai investiției.....	pag.	246
	14.Finantarea investiției.....	pag.	251
	15.Delimitarea instalațiilor și măsurarea energiei electrice.....	pag.	251
	16.Avize și acorduri.....	pag.	253
	17.Continuitatea în alimentare cu energie electrică	pag.	253
	18.Breviar de calcule.....	pag.	253
	19.Normative, standarde, fișe tehnice aplicabile.....	pag.	254
	20.Analiza regimurilor de funcționare a rețelei de medie tensiune	pag.	255
	21.Analiza regimurilor de dimensionare.....	pag.	259
	22. Sinteza încărcărilor, încadrarea în limite a tensiunii.....	pag.	259
	23. Date tehnice ale centralelor formate din module generatoare	pag.	268
	24. Indicatori de siguranță în funcționare în punctele de delimitare.....	pag.	269
	25. Calculul solicitării la scurtcircuit	pag.	269
	26. Recomandarea proiectantului privind alegerea soluției de racordare... ..	pag.	270
	26.Concluzii.....	pag.	271
9	Breviar de calcule electrice.....	pag.	272
10	Parte economică (devize, evaluări) – varianta 1.....	pag.	281
11	Parte economică (devize, evaluări) – varianta 2.....	pag.	305
12	Declarația proiectantului, suport topo.....	pag.	328
13	Plan de siguranță și sănătate.....	pag.	332
14	Plan de măsuri pentru protecția mediului, chestionar de mediu, anexe.....	pag.	341
15	Anexe privind cerințele de etică și GDPR.	pag.	354
	II. DATE TEHNICE ALE CENTRALELOR FORMATE DIN MODULE GENERATOARE		356
	Anexa 5 – Tabel 1B - Date tehnice ale centralelor formate din module generatoare, categoria B – CEF		
	<u>COJANI 2 - PARC 1 (VARIANTA 1)</u>		
	Anexa 6 – Tabel 2C - Date tehnice ale centralelor formate din module generatoare, categoria C – CEF		
	<u>COJANI 2 – PARC 2 (VARIANTA 1)</u>		
	Anexa 6 – Tabel 3C - Date tehnice ale centralelor formate din module generatoare, categoria C - CEF		
	<u>COJANI 2– PARC 3 (VARIANTA 1)</u>		
	Anexa 6 – Tabel 4C - Date tehnice ale centralelor formate din module generatoare, categoria C – CEF		
	<u>COJANI 2 – PARC 2 (VARIANTA 2)</u>		
	Anexa 6 – Tabel 5C - Date tehnice ale centralelor formate din module generatoare, categoria C - CEF		
	<u>COJANI 2– PARC 3 (VARIANTA 2)</u>		

III. ANEXA CALCUL INDICATORI DE SIGURANTA IN FUNCTIONARE SI FIABILITATE PUNCTELE DE DELIMITARE

VOLUMUL II

IV. BORDEROU DE PIESE DESENATE

1. Plan de incadrare in zona	PL01
2. Plan de situatie existenta	PL02
3. Plan de situatie existenta - statia de transformare 110/20kV, 2x25MVA Tg. Carbunesti	PL03
4. Plan de situatie proiectata – varianta 1	PL04
5. Plan de situatie proiectata – varianta 2	PL05
6. Plan de situatie proiectata - varianta 1 - statia de transformare 110/20kV, 2x40MVA Tg. Carbunesti	PL06
7. Plan de situatie proiectata - varianta 2 - statia de transformare 110/20kV, 2x40MVA Tg. Carbunesti	PL07
8. Schema electrica monofilara statia de transformare 110/20kV, 2x25MVA Tg. Carbunesti – situatia existenta	PL08
9. Schema electrica monofilara statia de transformare 110/20kV, 2x40MVA Tg. Carbunesti – situatia proiectata - varianta 1 - lucrari de intarire retea	PL09
10. Schema electrica monofilara statia de transformare 110/20kV, 2x40MVA Tg. Carbunesti – situatia proiectata - varianta 2 - lucrari de racordare si intarire retea	PL10
11. Schema electrica monofilara de incadrare in RED 20kV - situatia existenta	PL11
12. Schema electrica monofilara de incadrare in RED 20kV - situatia proiectata - varianta 1	PL12
13. Schema electrica monofilara de incadrare in RED 20kV - situatia proiectata - varianta 2	PL13
14. Schema electrica monofilara Puncte de conexiuni(PC) 20kV proiectate PARC 1 - varianta 1	PL14
15. Schema electrica monofilara Puncte de conexiuni(PC) 20kV proiectate PARC 2 si PARC 3 - varianta 2	PL15
16. Schema electrica monofilara PTAB 20/0,4kV, 1250kVA aferente CEF Cojani 2 proiectata	PL16
17. Schema electrica monofilara PTAB 20/0,4kV, 1600kVA aferente unitarilor de stocare S1 si S2	PL17
18. Schema electrica monofilara Puncte de conexiuni(PC) 20kV proiectate PARC 1 si PARC 2 - varianta 2	PL18
19. Schema electrica monofilara PTAB 20/0,4kV, 1250kVA aferente CEF Cojani 2 proiectata - varianta 2	PL19
20. Schema electrica monofilara a inel 110kV Dolj – Gorj – Mehedinti – semestrul de iarna 2020-2021	PL20

V. ANALIZA REGIMURILOR DE FUNCTIONARE A REȚELEI DE MEDIE TENSIUNE

V.1.TABELE ANEXE

Anexa 1.MT - Tensiuni in nodurile rețelei de 20kV in procente – situatia existenta.
Anexa 2.MT - Incarcare tronsoane in [A] CEF – situatia existenta
Anexa 3.MT – Calcul pierderi – situatia existenta
Anexa 4.MT – Caderi de tensiune in situatia existenta in procente
Anexa 5.MT - Tensiuni in nodurile rețelei de 20kV in procente – situatia proiectata – varianta 1
Anexa 6.MT - Incarcare tronsoane in [A] CEF – situatia proiectata – varianta 1
Anexa 7.MT – Calcul pierderi – situatia proiectata – varianta 1
Anexa 8.MT – Caderi de tensiune in situatia proiectata – varianta 1, in procente
Anexa 9.MT - Tensiuni in nodurile rețelei de 20kV in procente – situatia proiectata – varianta 2
Anexa 10.MT - Incarcare tronsoane in [A] CEF – situatia proiectata – varianta 2
Anexa 11.MT – Calcul pierderi – situatia proiectata – varianta 2
Anexa 12.MT – Caderi de tensiune in situatia proiectata – varianta 2, in procente

V.2. PLANSE DESENATE

1. Calculul regimului permanent de functionare al LEA 20kV Zorlesti, LEA 20kV Colibasi, LEA 20kV Albeni (P,Q) - situatia existenta	A-01
2. Calculul regimului permanent de functionare al LEA 20kV Zorlesti, LEA 20kV Colibasi,	

LEA 20kV Albeni (P,Q) - situația proiectată – varianta 1	A-02
3. Calculul regimului permanent de funcționare al LEA 20kV Zorlești, LEA 20kV Colibasi, LEA 20kV Albeni (P,Q) - situația proiectată – varianta 2	A-03
4. Calculul curentului de scurtcircuit pe bara 20V a stației 110/20kV Carbunesti, circulația curentilor de scurtcircuit în LEA 20kV Zorlești, LEA 20kV Colibasi, LEA 20kV Albeni - situația existentă	A-04
5. Calculul curentului de scurtcircuit trifazat în situația proiectată - varianta 1 - bara 20V a stației 110/20kV Carbunesti, barele PC 20kV și PD în LEA 20kV Zorlești, LEA 20kV Colibasi, LEA 20kV Albeni	A-05
6. Calculul curentului de scurtcircuit bifazat în situația proiectată - varianta 1 – bara 20V A stației 110/20kV Carbunesti, barele PC 20kV și PD în LEA 20kV Zorlești, LEA 20kV Colibasi, LEA 20kV Albeni	A-06
7. Calculul curentului de scurtcircuit trifazat în situația proiectată - varianta 2 - bara 20V a stației 110/20kV Carbunesti, barele PC 20kV și în PD aferente CEF (Parc 1, Parc 2)	A-07
8. Calculul curentului de scurtcircuit bifazat în situația proiectată - varianta 2 – bara 20V a stației 110/20kV Carbunesti, barele PC 20kV și în PD aferente CEF (Parc 1, Parc 2)	A-08

VI. ANEXA - STUDIUL DE SISTEM 110-400kV

Proiectant,
Ing. Rizescu Gheorghe



**ORDIN DE ÎNCEPERE
Nr. 1592 / 25.02.2021**

**Catre: ELPROCONS ELECTRIC SRL
Fax: / Email: rizescug@gmail.com**

Spre știință:

- NEGUTI VERGINEL, CENTRUL DE EXPL. JUDEȚEAN MT/JT GORJ

In cadrul derularii contractului de proiectare nr. 210665.0-0 / 24.02.2021 privind lucrarea
RACORDAREA LA REȚEAUA ELECTRICA DE DISTRIBUȚIE A CENTRALEI
FOTOVOLTAICE CU $PI=15033,6$ KW, LOCALITATEA TG-CARBUNESTI, SAT COJANI,
JUDEȚUL GORJ faza:SS

veti trece la executarea acestor lucrari incepand cu data de: 25.02.2021

- Termenele de finalizare a documentatiilor, conform contract, inclusiv avizarea in CTE
Distribuție Energie Oltenia S.A. sunt urmatoarele:

26.04.2021 pentru faza SS LC: 51859468

Pe parcursul intocmirii documentatiilor se vor preaviza solutiile la SMAD TG. JIU dupa care
se va obtine aviz de la Distribuție Energie Oltenia S.A. - CTE.

Comunicarile se vor efectua de regula cu minim 48 de ore inainte, sau, dupa caz, la termene
convenite cu SMAD TG. JIU.

La predarea amplasamentului, accesul in instalatii se va face in prezenta personalului DEO -
in vederea asigurarii conditiilor privind securitatea muncii.

**Va informam ca in conformitate cu *Regulament de avizare DTE in CTE Distribuție
Energie Oltenia S.A.*, lucrarile de proiectare trebuie sa ajunga la SMAD TG. JIU in format
electronic, si listat pe hartie. Sedintele CTE se vor tine de regula odata pe saptamana.**

**Sef SMAD,
RADU IOAN**

**Specialist dezvoltare,
VANCA CORINA - DIANA**



Ordin incepere nr. 1592 / 25.02.2021

CONTRACT DE PRESTĂRI SERVICII DE PROIECTARE

Nr. 60.1.DJ.210665.0-0/24.02.2021

1. Părțile contractante

Între

DISTRIBUTIE ENERGIE OLTENIA S.A., societate administrată în sistem dualist, cu sediul în Calea Severinului nr. 97, parter, et. 2-4, Craiova, jud. Dolj, telefon: 0251215002, fax: 0251215004, numar de inregistrare la Registrul Comertului J16/148/04.03.2002, cod unic de inregistrare nr. RO14491102, cont RO03BRDE170SV26689741700, BRD suc Dolj, reprezentată prin **Ec. Zorel-Cristinel TITA - Director Directia Administrativ Financiara**, în calitate de **Achizitor**

si

ELPROCONS ELECTRIC S.R.L. avand sediul in Tg. Jiu, str. 23 August, nr. 59, bl. 59, sc 2, ap.6, jud. Gorj, tel: 0730280623, fax 0353.806756, numar de inregistrare la Registrul Comertului J18/388/2014, cod unic de inregistrare RO33457298, reprezentata prin Ing. Gheorghe Rizescu - Administrator, in calitate de **prestator**, a intervenit prezentul contract.

2. Obiectul și prețul contractului

2.1. Prestatorul se obligă să realizeze serviciile de proiectare „**RACORDAREA LA RETEAUA ELECTRICA DE DISTRIBUTIE A CENTRALEI FOTOVOLTAICE CU PI=15033,6 KW, LOCALITATEA TG-CARBUNESTI, SAT COJANI, JUDETUL GORJ, - faza SS**”, comandate de achizitor conform caietului de sarcini si temei de proiectare, ce fac parte integranta din prezentul contract si sa respecte in elaborarea documentatiei tehnico-economice prevederile si standardele, specificatiile tehnice, fisele tehnologice, indrumarele de proiectare si alte prescriptii energetice in vigoare.

2.2. Achizitorul se obligă să plătească prestatorului prețul total de **48.730 lei fara TVA**, la care se adauga T.V.A pentru îndeplinirea contractului de servicii de proiectare.

3. Durata contractului

3.1. Contractul de prestari servicii de proiectare semnat de ambele parti, intra in vigoare la data semnarii contractului. Termenele de predare a documentatiei tehnico-economice sunt:

- pentru faza **SS - 60 zile calendaristice de la semnarea contractului, cu aviz favorabil in CTE**

3.2. Prestatorul va efectua serviciile de proiectare cu respectarea termenelor intermediare mentionate la pct.3.1. Termenele intermediare sunt termene contractuale, a caror nerespectare duce la aplicarea sanctiunilor prevazute in prezentul contract.

Obligațiile prestatorului de a respecta termenele de prestare se consideră îndeplinite dacă la finele acestora sunt prestate, consemnate și avizate de CTE-ul achizitorului.

3.3. In cazul aparitiei necesitatii unor lucrari suplimentare, la comanda achizitorului, prestatorul le va cuprinde in documentatia de proiectare, si vor face obiectul unui act additional.

4. Definiții

4.1. În prezentul contract următorii termeni vor fi interpretații astfel:

- a) contract- actul juridic care reprezintă acordul de voință al celor două părți, încheiat, între o autoritate contractantă, în calitate de achizitor, și un prestator de servicii, în calitate de prestator;
- b) achizitor si prestator - partile contractante, așa cum acestea sunt numite in prezentul contract;
- c) servicii- activității a căror prestare face obiectul contractului;
- d) pretul contractului - prețul plătit prestatorului de catre achizitor, in baza contractului pentru indeplinirea integrala si corespunzatoare a tuturor obligatiilor sale, asumate prin contract;
- e) standarde - standardele, reglementarile tehnice sau orice alte asemenea prevazute in caietul de sarcini și in propunerea tehnica;
- f) destinație finală – locul unde prestatorul are obligația de a presta serviciile sau a livra rezultatul serviciilor prestate(dacă este cazul)
- g) forta majora - un eveniment mai presus de controlul partilor, care nu se datoreaza greselii sau vinei acestora, care nu putea fi prevăzut în momentul încheierii contractului și care face imposibilă executarea și, respectiv, îndeplinirea contractului; sunt considerate asemenea evenimente: războaie, revoluții, incendii, inundații sau orice alte catastrofe naturale, restrictii aparute ca urmare a unei carantine, embargou, enumerarea nefiind exhaustiva, ci enunțiativa. Nu este considerat forța majora un eveniment asemenea celor de mai sus care, fără a crea o imposibilitate de executare, face extrem de costisitoare executarea obligațiilor uneia dintre părți.

28.3. Niciun remediu adițional.

Prestatorul convine că remediile detaliate prin prezentul Contract au caracter exclusiv și ca nu va pretinde despăgubiri adiționale față de cele reglementate în prezentul.

28.4. Acceptare expresă.

În conformitate cu prevederile art. 1203 din Codul Civil, Prestatorul declară că a negociat, luat la cunoștință și acceptat în mod expres prevederile art. 18.2, 19, 21 și 25 din prezentul Contract.

28.5. Clauze Finale.

Prezentul Contract conține întreaga înțelegere a Părților cu privire la obiectul său, înlocuind toate înțelegerile și negocierile anterioare. Nu există nici un element secundar cu privire la care Părțile să fi amanat negocierea pentru o dată ulterioară încheierii prezentului.

Părțile declară că au participat în mod egal la redactarea prezentului Contract și au avut posibilitatea negocierii fiecărei și tuturor prevederilor sale. Fiecare Parte confirmă faptul că a înțeles și acceptă fiecare și toate prevederile sale, pe care le consideră echitabile.

În plus, prin semnătura de mai jos, fiecare Parte își exprimă acordul liber și serios de a încheia prezentul Contract, cu intenția de a-și asuma toate drepturile și obligațiile prevăzute în acesta și de a executa întocmai toate prevederile acestuia.

Prevederile acestui Contract vor fi interpretate în considerarea faptului că ambele Părți au participat în mod egal la redactarea acestora și au avut posibilitatea negocierii fiecărei și tuturor prevederilor. Drept urmare, Părțile recunosc și acceptă că orice regulă de interpretare potrivit căreia prevederile contractuale se interpretează împotriva Părții care le-a propus, nu va fi aplicabilă în ceea ce privește acest Contract.

Prezentul contract a fost încheiat în 3 (trei) exemplare cu valoare de original 1 (unul) pentru Prestator și 2 (două) pentru Achizitor.

ACHIZITOR
DISTRIBUTIE ENERGIE OLTENIA S.A.

Ec. Zorel-Cristinel Tita
Director Directia Administrativ Financiară



Ing. Miron Alba
Director Directie Strategie&Dezvoltare Active

Vizat
Viorel Catana
Manager Departament Achizitii Servicii si Produse

PRESTATOR
ELPROCONS ELECTRIC S.R.L.

Gheorghe Rizescu
Administrator





În conformitate cu **Decizia președintelui ANRE nr. 1618/ 09-09-2019** se acordă societății **ELPROCONS ELECTRIC S.R.L.**, cu sediul în municipiul Târgu Jiu, Str. 23 August, nr. 59, Camera nr. 1, Bloc 59, Scara 2, Etaj 1, Ap. 6, județul Gorj, înregistrată în registrul comerțului sub nr. **J18/ 388/ 2014**, având codul unic de înregistrare nr. **33457298**,

ATESTATUL

nr. 15113/ 09-09-2019

de tip E1 pentru “proiectare de posturi de transformare, stații electrice și de instalații aparținând părții electrice a centralelor cu orice tensiuni nominale standardizate”.

Condiții de valabilitate asociate atestatului:

1. Atestatul este valabil pe termen nelimitat. Valabilitatea atestatului este condiționată de verificarea și vizarea periodică a acestuia în condițiile Regulamentului pentru atestarea operatorilor economici care proiectează, execută și verifică instalații electrice, aprobat prin ordin al președintelui ANRE nr. 45/2016, cu modificările și completările ulterioare.
2. Titularul atestatului are drepturile și trebuie să respecte obligațiile prevăzute în Regulamentul pentru atestarea operatorilor economici care proiectează, execută și verifică instalații electrice, aprobat prin ordin al președintelui ANRE nr. 45/2016, cu modificările și completările ulterioare și precum și în orice altă reglementare aplicabilă aprobată de ANRE.
3. Neîndeplinirea și/sau îndeplinirea necorespunzătoare de către titularul prezentului atestat a obligațiilor impuse de lege sau de reglementările aprobate de ANRE în desfășurarea activităților ce fac obiectul atestatului nu atrage răspunderea penală, civilă, contravențională, administrativă sau materială a ANRE, iar atestarea operatorilor economici nu conduce la transferul de responsabilități de la aceștia către ANRE și nici nu îi exonerează pe aceștia de obligațiile ce le revin.

PREȘEDINTE,

DUMITRU CHIRIȚĂ



Data emiterii: 09-09-2019

**ADEVERINȚA NR. 201910428 / 13-apr.-19 DE ELECTRICIAN AUTORIZAT****Gradul și Tipul IVA,IVB****Numele Rizescu****Prenumele Ana-Gabriela****CNP 2730217182802**

Prezenta adeverință conferă calitatea de electrician autorizat pe durată nelimitată și este valabilă numai împreună cu un act de identitate. Calitatea de electrician autorizat este condiționată de vizarea periodică a adeverinței de electrician autorizat.

Titularul acestei adeverințe are competența să proiecteze și/ sau să execute lucrări de instalații electrice în conformitate cu gradul și tipul de autorizare deținut.

Calitatea de electrician autorizat impune titularului respectarea obligațiilor prevăzute în regulamentul de autorizare aprobat de ANRE.

Semnătură autorizată

 Data vizării 13-apr.-19	Data vizării	Data vizării	Data vizării	Data vizării
Următorul termen de vizare 13-apr.-24	Următorul termen de vizare	Următorul termen de vizare	Următorul termen de vizare	Următorul termen de vizare

**ADEVERINȚA NR. 201910646 / 13-apr.-19 DE ELECTRICIAN AUTORIZAT****Gradul și Tipul IVA,IVB****Numele Rizescu****Prenumele Gheorghe****CNP 1721012381295**

Prezenta adeverință conferă calitatea de electrician autorizat pe durată nelimitată și este valabilă numai împreună cu un act de identitate. Calitatea de electrician autorizat este condiționată de vizarea periodică a adeverinței de electrician autorizat.

Titularul acestei adeverințe are competența să proiecteze și/ sau să execute lucrări de instalații electrice în conformitate cu gradul și tipul de autorizare deținut.

Calitatea de electrician autorizat impune titularului respectarea obligațiilor prevăzute în regulamentul de autorizare aprobat de ANRE.

Semnătură autorizată

 Data vizării 13-apr.-19	Data vizării	Data vizării	Data vizării	Data vizării
Următorul termen de vizare 13-apr.-24	Următorul termen de vizare	Următorul termen de vizare	Următorul termen de vizare	Următorul termen de vizare

CAIET DE SARCINI

pentru lucrarea

**RACORDAREA LA RETEAUA ELECTRICA DE DISTRIBUTIE A CENTRALEI
FOTOVOLTAICE CU $P_i=15006$ KW, LOCALITATEA TG-CARBUNESTI, SAT
COJANI, JUDETUL GORJ**

1. OBIECTUL CAIETULUI DE SARCINI

1.1. Prezentul caiet de sarcini stabileste conditiile tehnice necesare pentru achizitia serviciului de proiectare pentru intocmire:

- Studiu de Solutie

pentru RACORDAREA LA RETEAUA ELECTRICA DE DISTRIBUTIE A CENTRALEI FOTOVOLTAICE CU $P_i=15006$ KW, LOCALITATEA TG-CARBUNESTI, SAT COJANI, JUDETUL GORJ

1.2. Prestatorul are obligatia sa întocmeasca documentatia de proiectare (faza Studiu Solutie) conform temei de proiectare anexata si în conformitate cu legislatia, standardele, specificatiile tehnice, fisele tehnologice, îndrumarele de proiectare si alte reglementari tehnice aplicabile.

1.3. La incheierea actului aditional la contractul-cadru, proiectantul va face dovada detinerii atestatelor ANRE corespunzatoare nivelului de tensiune si tipului de lucrari oferite.

2. VOLUMUL SI VALOAREA LUCRARILOR DE PROIECTARE

2.1. Propunerea financiara se va negocia pe baza valorii OPM, conform precizarilor din "Fisa de date a achizitiei" serviciilor de proiectare.

2.2. In valoarea OPM trebuie sa fie incluse toate cheltuielile necesare desfasurarii activitatii de proiectare inclusiv procurarea suportului topographic (ortofotoplan) care va sta la baza planurilor de situatie.

2.3. Nu sunt incluse in valoarea serviciului de proiectare contravaloarea taxelor si avizelor necesare, platite de proiectant in numele Distributie Energie Oltenia S.A. si decontate separat.

3. DURATA DE ELABORARE A DOCUMENTATIEI

3.1. Durata de elaborare a DTE este 60 zile de la semnarea contractului incluzand si avizarea in CTE a Distributie Energie Oltenia

4. CONDITII TEHNICO - ECONOMICE

4.1. Cerinte de elaborare a DTE

- Documentatia tehnico-economica se va elabora cu respectarea stricta a prevederilor Ord. 102/2015 "Regulament privind stabilirea solutiei de racordare a utilizatorilor la retelele electrice de interes public", pe baza temei de proiectare emisa si avizata in CTE de beneficiar.

- Proiectantul va prezenta o analiza cuprinzatoare a situatiei energetice din zona si va retine in vederea avizarii **cel putin o varianta fezabila** care sa raspunda cerintelor temei de proiectare.

Caiet de sarcini + Tema de Proiectare 1871 / 12.04.2021

Observatii :

Se vor proiecta numai racorduri conform Politicilor tehnice ale Distributie Energie Oltenia

Racordurile se vor face pe cat posibil din stalpi MT/JT speciali existenti
Noile bransamente se vor proiecta conform Politicilor tehnice ale Distributie Energie Oltenia

- Se vor stabili cu atentie punctele de delimitare intre instalatiile furnizorului si instalatiile utilizatorului si se vor mentiona implicatiile acestora asupra entitatilor implicate.
- Se vor stabili cu atentie punctele de masurare si se vor mentiona implicatiile acestora asupra entitatilor implicate.
- Documentatia de proiectare va reglementa conditiile impuse de avize si acorduri.
- Documentatia de proiectare va cuprinde un capitol distinct cu mentionarea masurilor necesare pentru respectarea standardului de performanta pentru distributia energiei electrice in executia instalatiilor proiectate si cu stabilirea cat mai exacta a duratei de executie si a numarului de echipe si de muncitori necesari.
- Documentatia de proiectare va cuprinde optiunile proiectantului privind:
 - implementarea de echipamente, materiale si tehnologii moderne in conformitate cu Politica Tehnica si de standardizare a Distributie Energie Oltenia S.A.;
 - protectia la seism,
 - protectia mediului înconjurator,
 - protectia la coroziune,
 - protectia personalului de exploatare,
 - protectia la supratensiuni atmosferice si de comutatie,
 - protectia pentru prevenirea incendiilor,
 - stabilirea masurilor necesare pentru respectarea standardului de performanta pentru distributia energiei electrice in executia instalatiilor proiectate;
- Documentatia de proiectare va avea în vedere:
 - optiuni pentru sistematizarea lucrarilor de executie;
 - optiuni pentru perioada de executie a lucrarilor;
 - optiuni pentru implicatiile la retragerea din exploatare a instalatiilor din perspectiva respectarii conditiilor din standardul de performanta pentru distributia energiei electrice si reducerii numarului si duratei de intreruperi datorate lucrarilor de executie a instalatiilor proiectate;
 - optiuni pentru conditiile speciale de executie a lucrarilor;
 - In vederea identificarii cu precizie a beneficiarului Studiului de solutie, proiectantul va completa memoriul tehnic cu pagina de identificare a acestuia pe care o va intercala dupa pagina de garda si care va contine: nume persoana fizica/juridica, adresa, nr.telefon/fax, e-mail, nume Director etc.

4.2.Cerinte pentru evaluarea economica

- Gruparea lucrarilor pe categorii si obiecte va fi conforma principiilor si definitiilor stabilite prin acte normative in vigoare: HG 907/2016, etc.)
- Evaluarea lucrarilor va avea în vedere:
 - pentru echipamente: oferte de la furnizorii cu autorizatie de comercializare
 - pentru lucrari de C+I si C+M: Preturile din baza de preturi a programului de calcul economic utilizat vor fi actualizate la cel mult 3 (trei) luni pe baza a cel putin 3 (trei) oferte de pret obtinute de la furnizorii de materiale.
- Elaborarea partii economice va fi conform cu prevederile HG 907/2016, cu respectarea taxelor si cotelor legale.
- Valoarea necesara pentru obtinerea avizelor si acordurilor va fi decontata de catre beneficiar pe baza chitantelor si facturilor depuse de prestator.

5. SISTEME DE MANAGEMENT aplicate la elaborarea proiectului

Elaborarea documentatiei trebuie sa respecte standardele:

- ISO 9001/612015, Cap. 8.3 Proiectare si dezvoltare
- ISO 14001/2015, Cap 8.1 Planificare operationala si control.

5. 1.Managementul calitatii

Proiectantul trebuie sa prezinte:

- **Programul calitatii**, care concretizeaza sistemul de asigurare si de conducere a calitatii la particularitatile lucrarii ce face obiectul ofertei, avizat de specialisti sau de organisme abilitate în acest sens.

Programul calitatii trebuie sa cuprinda:

- descrierea sistemului calitatii aplicat la lucrare, inclusiv listele cuprinzând procedurile aferente sistemului calitatii;
- listele cuprinzând procedurile tehnice de executie a principalelor categorii de lucrari privind realizarea obiectivului si planul de control al calitatii, verificarii si încercarii;
- Corectitudinea întocmirii foii de semnături privind responsabilitatea fata de elaborarea documentatiei de proiectare.
- Documentatia de proiectare va prezenta conditiile de calitate pentru materialele si echipamentele prevazute, cu trimitere la standardele, prescriptiile si normativele în vigoare.
- Documentatia de proiectare se va elabora avându-se în vedere valabilitatea fiselor tehnologice si a proiectelor tip, integral sau pentru elemente refolosibile, în conditii concrete de aplicatie.
- Documentatiile de proiectare vor contine breviare de calcul cu sinteza calculelor electrice si mecanice.
- Coordonarea partii scrise si partii desenate pentru asigurarea unui sistem unitar în cazul colabarilor de proiectare specializate.
- Înregistrari de calitate:

- graficul de realizare a lucrării,
- programul de urmarire în timp a comportării construcțiilor noi, programul
- tehnologic de executie a lucrărilor, planul de control al calitatii, verificari si
- încercari în timpul executiei lucrărilor. optiuni pentru conditiile speciale de
- executie a lucrărilor.

5.2. MANAGEMENTUL MEDIULUI

- Solutia tehnica adoptata trebuie sa reduca la minimum impactele negative asupra mediului, în conditii de siguranta si eficienta în toate fazele ciclului de viata a lucrării proiectate: proiectare, executie si exploatare pe toata durata de existenta a instalatiei, respectând cerintele impuse prin SR EN ISO 14001/2015 si normativele în vigoare, încadrându-se în sistemul integrat de calitate mediu.
- În documentatia tehnica, (începând de la faza de SF) se va prezenta un capitol referitor la "Protectia Mediului" care va cuprinde cel puțin urmatoarele:

5.2.1. Reglementarile privind legislatia de protectia mediului:

- La elaborarea documentatiei se va respecta se vor respecta obligatiile de conformare privind protectia mediului:
- **LISTA OBLIGATIILOR DE CONFORMARE REFERITOARE LA MEDIU**

NOTA: *Se vor selecta in CS cerintele aplicabile obiectivului proiectat*

- Strategia nationala de protejare a mediului
 - **Ordinul ANRE nr. 239/2019 pentru aprobarea Normei tehnice privind delimitarea zonelor de protective si de siguranta aferente capacitatilor energetice.**
- **Legea 265/2006** pentru aprobarea OUG 195/2005 privind protectia mediului
- **OUG 195/2005** privind protectia mediului, cu modificarile si completarile ulterioare
- **H.G. 856/2002** - evidenta gestiunii deseurilor si aprobarea listei deseurilor periculoase;
- **OUG 5/2015** privind deseurile de echipamente electrice si electronice
- **Legea 211/ 2011**, privind regimul deseurilor
- **HGR nr. 235/2007** - privind gestionarea uleiurilor uzate;
- **HGR 188/2002** - privind conditiile de descarcare a apelor uzate (NTPA 001 si NTPA 002), modicata si completata de HG 352/2005 si HG 210/2007;
- Prevederile **Regulamentului CE nr. 1907/2006** privind înregistrarea, evaluarea si autorizarea produselor chimice preluat si aprobat de HGR nr. 882/2007 care prevede ca producatorii si importatorii din UE de produse chimice ca atare, în preparate sau în articole în cantitati egale sau mai mari de 1 tona, trebuie sa transmita dosarul de preînregistrare la Agentia Europeana pentru produse chimice de la Helsinki.
- **HGR 1061/2008** - privind transportul deseurilor periculoase si nepericuloase pe teritoriul României;
- **Ordin 462/1993** pentru aprobarea Condițiilor tehnice privind protectia atmosferica si Normelor metodologice privind determinarea emisiilor de poluanti atmosferici, cu modificarile si completarile ulterioare HG 128/2002 incinerarea deseurilor si Legea 104/2011- calitatea aerului

- **Legea 292/2018** privind evaluarea impactului asupra mediului pentru proiecte publice publice si private;
- **Legea 107/1996** – Legea apelor, cu modificarile si completarile ulterioare: OUG 107/05.09.2002, legea 404/07.10.2003, legea 310/28.06.2004 si 112/2006 pentru protectia apelor.
- **Ordin MSF nr.235/2002** pentru aprobarea normelor de igiena si a recomandarilor privind mediul de viata al populatiei
- **HOTARÂRE nr. 349 din 21 aprilie 2005** - privind depozitarea deseurilor, modificata si completata de HG 1292/ 2010
- **Legea 278/2013** privind emisiile industriale;
- **Directiva nr. 1999/31/EC privind** depozitarea deseurilor, publicata în Jurnalul Oficial al Comunitatilor Europene (JOCE) nr. L 182 din 16 iulie 1999.
- **Decretul 237/1978** - "Decret pentru stabilirea normativelor privind sistematizarea, amplasarea, construirea, repararea LEA care trec prin paduri si terenuri agricole";
- **Legea 18/1991** - "Legea fondului funciar" cu modificarile si completarile ulterioare.

Lista de mai sus nu este limitativa si va fi completata cu restul prevederilor legale în domeniul, aflate în vigoare la momentul respectiv.

Modificarea legislatiei atrage dupa sine in mod automat si modificarea corespunzatoare a cerintelor apartinatoare, fara ca achizitorul sa-si retina in sarcina obligatii de atentionare.

5.2.2. Aspecte de mediu si impacturile asociate acestora generate de obiectivele de studiu(estimarea calitativa si cantitativa);

5.2.3. Impactul asupra mediului produs de aspectele de mediu semnificative identificate;

În acest capitol proiectantul trebuie sa prezinte impactul pe care implementarea si operarea investitiei propuse îl genereaza, precum si masurile planificate pentru a le contracara.

Analiza de impact trebuie sa detalieze urmatoarele:

- impactul asupra elementelor de mediu (pământ, aer, apa, radiatii, ecosisteme terestre si subacvatice, habitatul natural, mediul construit, mostenirea arhitecturala si arheologica);
- impactul asupra sistemelor, proceselor, structurilor elementelor de mediu, în special asupra peisajului, localitatilor, climei, sistemului ecologic, si Analiza schimbarilor în starea de sanatate, sociala si economica a populatiei afectate de investitie (în special calitatea vietii si conditiilor de utilizare a terenurilor)

5.2.4. Masuri pentru prevenire, reducere, eliminare si monitorizare poluari/impacturi de orice natura asupra mediului care ar putea fi generate de obiectivele avute in vedere in proiect, pentru:

- protectia calitatii aerului si climei;
- managementul apelor uzate;
- protectia apelor subterane;
- reducerea zgomotelor si vibratiilor;

- protectia solului si al subsolului;
- managementul deseurilor;
- protectia resurselor naturale si conservarea biodiversitatii reconstructie ecologica;
- protectia impotriva radiatiilor;
- cercetare si dezvoltare;
- alte activitati de protectia mediului;
- depozitarea materialelor si echipamentelor demontate, transportul materialelor nereciclabile la locurile de depozitare special, amenajate. Se va consulta în acest sens "Nomenclatorul activitatilor din RET cu efect asupra mediului

Costurile asociate masurilor de protectia mediului vor fi evidentiata într-un deviz separate

5.2.5. Riscurile unor posibile poluari datorate prezentei unor factori poluanti generati de obiectivele avute in vedere in proiect;

Surse de poluanti si protectia factorilor de mediu

Lucrarile vor respecta prevederile Ordonanta de urgenta 195/2005 privind protectia mediului,

Protectia calitatii aerului si a climei:

Protectia apelor

Protectia solului si a apelor subterane

Protectia împotriva zgomotelor si a vibratiilor

Protectia solului si al subsolului

Protectia resurselor naturale si conservarea biodiversitatii.

Protectia impotriva radiatiilor.

Lucrari de reconstructie ecologica.

5.2.6. Va fi întocmit "**Planul de management mediu**" pentru toti factorii de mediu si pentru toate etapele lucrarii, inclusiv pentru dezafectare si gestionare deseuri rezultate. **Planul de Management de Mediu** va prevedea masuri de reducere al impactului asupra mediului si de monitorizare conform formularului anexat temei de proiectare.

- **Planul de management de mediu pentru proiectare**= documentul întocmit de proiectant, de la prima faza de proiectare, pe baza aspectelor de mediu cu impact semnificativ, care contine masurile de reducere a impactului de mediu pe toata durata de viata a investitiei: executie (demolare, constructie), functionare si dezafectare. Planul de management de mediu are doua sectiuni: **Planul de reducerea impactului asupra mediului si Planul de monitorizare.**
- Vor fi evaluate toate costurile de mediu pentru toate categoriile de lucrari si vor fi introduse în devizul general al proiectului **si reprezinta sume percepute pentru limitarea cantitatii de poluanti care sunt evacuati in mediu.**

5.2.7. Gestionarea deseurilor

- Se va respecta regimul deseurilor rezultate in urma dezafectarii, la finalul duratei de viata a echipamentelor electrice componente ale obiectivului proiectat, conform legislatiei in vigoare la data respectiva.
- Se va respecta regimul ambalajelor echipamentelor electrice noi si al deseurilor rezultate ca urmare a demontarii echipamentelor electrice care vor fi inlocuite, conform legislatiei in vigoare.
- Proiectantul va intocmi lista tipurilor de deseuri rezultate din lucrare conform tabel;

Denumire deseu	Cod deseu	Cantitate	Uzura	Eliminarea/Valorificarea deseurilor
-------------------	-----------	-----------	-------	-------------------------------------

- Se va intocmi lista cu substantele periculoase (daca este cazul) folosite de executant in timpul lucrarii.

5.3. Managementul securitatii si sanatatii în munca

5.3.1. Reglementarile privind legislatia de securitatea muncii:

- La elaborarea documentatiei se vor respecta CERINTELE LEGALE SI ALTE CERINTE DE SSM APLICABILE :

LISTA PREVEDERILOR LEGALE SI A ALTOR CERINTE APLICABILE:

- **Legea 53 /2003** Codul muncii
- **Legea 319/2006** -Legea securitatii si sanatatii in munca
- **HG 1425/2006** -Norme metodologice de aplicare a legii 319/2009 modificata si actualizata de **HG 955/2010**
- **HG 1146/2006** privind cerintele minime de securitate si sanatate pentru utilizarea in munca de catre lucratorii a echipamentelor de munca
- **HG 1091/2006** privind cerintele minime de securitate si sanatate pentru locul de munca
- **HG 1051/2006** privind cerintele minime de securitate si sanatate la manipularea manuala a maselor
- **HG 300/2006** privind cerintele minime de securitate si sanatate pentru santierele temporare sau mobile
- **HG 971/2006** privind cerintele minime pentru semnalizarea de securitate si/sau de sanatate la locul de munca
- **HG 355/2007** privind supravegherea sanatatii lucratorilor

5.3.2. Se vor respecta cerintele **IPSM 1/2007** - Instructiunea proprie de securitatea muncii Distributie Energie Oltenia

5.3.3. In documentatie se va indica locul si tipul inscriptionarilor de avertizare impotriva accidentelor de natura electrica si in devize se vor prevedea resursele financiare de realizare.

5.3.4. Proiectele pentru instalatii electrice trebuie sa cuprinda conditiile pentru realizarea/ executarea constructiilor si instalatiilor, tehnologii si solutii conforme prevederilor legale in vigoare privind securitatea si sanatatea in munca, prin a caror aplicare sa fie eliminate sau diminuate riscurile de accidentare si imbolnavire profesionala

5.3.5. Proiectele pentru instalatii electrice trebuie sa cuprinda "Planul de securitate si sanatate" adaptat continutului documentatiei, in conformitate cu HG nr.300/2006 Art.14 si care va avea in continut cel putin prevederile stipulate in Art.19 si 20 din aceeaasi hotarare.

5.3.6. Toate instalatiile electrice trebuie sa fie proiectate sa satisfaca prevederile legislatiei de securitate si sanatate in munca in vigoare, normativele tehnice si prescriptiile energetice in vigoare astfel incat sa previna accidentarea personalului de specialitate cat si a celui neavizat.

5.4. Reglementarile privind legislatia privind apararea impotriva incendiilor

5.4.1.Obligatii ale proiectantilor de constructii si amenajari, de echipamente, utilaje si instalatii:

- elaborarea scenariilor de securitate la incendiu pentru categoriile de constructii, instalatii si amenajari stabilite pe baza criteriilor emise de Inspectoratul General si sa evalueze riscurile de incendiu, pe baza metodologiei emise de Inspectoratul General si publicata în Monitorul Oficial al României, Partea I, (conf. prev. art.23. din Legea nr.307/12.07.2006), dupa caz;
- cuprinderea în documentatiile pe care le întocmesc a masurilor de aparare impotriva ncendiilor si nivelele de performanta comune si specifice prevazute în normative, specifice naturii riscurilor pe care le contin obiectele proiectate, (conf. prev. art.23. din Legea nr.307/12.07.2006), dupa caz;
- prevederea în documentatiile tehnice de proiectare, potrivit reglementarilor specifice, a mijloacelor tehnice pentru apararea impotriva incendiilor si echipamentelor de protectie specifice (conf. prev. art.23. din Legea nr.307/12.07.2006; art.52 din Normele aprobate prin Ordinul MAI nr.163/2007 si subcap.2.7.1., 2.10.1., 3.7.1., 3.10.1., 3.10.6. din P118-99), dupa caz;
- includerea în proiecte si sa predea beneficiarilor schemele si instructiunile de functionare a mijloacelor de aparare impotriva incendiilor pe care le-au prevazut în documentatii, precum si regulile necesare de verificare si întreținere în exploatare a acestora, întocmite de producatori (conf. prev. art.23. din Legea nr.307/ 12.07.2006), dupa caz;
- sa asigure asistenta tehnica necesara realizarii masurilor de aparare impotriva incendiilor, cuprinse în documentatii, pana la punerea în functiune (conf. prev. art.23. din Legea nr.307/12.07.2006);
- stabilirea categoriilor si a claselor de importanta a constructiilor (conf. prev. art.4 din Legea 10/1995, Anexa nr.3 din HG nr.766 / 21.11.1997, art.2.1.6. din P118-99);
- supunerea documentatiilor tehnice verificarii acestora prin verificator atestat la cerinta " C " siguranta la foc (conf. prev. art.5, 6, 13 din Legea 10/1995, Anexa nr.1 din HG nr.622/21.04.2004, art.2.1.6. din P118-99), dupa caz;
- stabilirea destinatiei si a densitatii sarcinii termice pentru fiecare încăpere (conf. prev. art.2.1.2., 4.1.3. din P118-99), dupa caz;
- stabilirea riscurilor de incendiu (art.19 si 29 din Legea nr.307/12.07.2006; Ordinul M.I.R.A. nr.210/21.05.2007; subcap.3.1.1. din P118-99);
- stabilirea categoriilor de pericol de incendiu pe zone si încăperi precum si independent pentru fiecare compartiment de incendiu în parte si constructie, mentionându-se obligatoriu în documentatia tehnico-economica (conf. prev. art.2.1.6.,

5.1.1. din P118-99);

- stabilirea gradului de rezistență la foc al construcției (conf. prev. art.2.1.8., 3.1.4.,

5.1.1., 5.1.5., 7.1.5. din P118-99);

- evidențierea compartimentelor de incendiu și a ariilor acestora (conf. prev. art.2.1.8. din P118-99), după caz;

- delimitarea zonelor de protecție și de siguranță (Ord. ANRE nr. 239/2019 modificat prin Ordinul ANRE 225/2020)

- evidențierea euroclaselor de reacție la foc a produselor pentru construcții, inclusiv cabluri electrice și carcase ale echipamentelor energetice (conf. prev. HG nr.622/2004 și Ordinului comun MDLPL / MIRA nr.269/431 din 2008);

- elaborarea planurilor de depozitare și evacuare, (conf. prev. art.29. și 30. din Ordinul MAI nr.163/2007), după caz;

- stabilirea claselor de periculozitate ale substantelor și materialelor depozitate, (conf. prev. subcap.6.2.1., 6.2.19. din P118-99);

- prevederea indicatoarelor de securitate, respectiv de interzicere, avertizare, orientare și/sau informare, (conf. prev. art.36. din Ordinul MAI nr.163/2007);

6. DEVIZUL GENERAL ESTIMATIV AL INVESTITIEI

6.1. Conținutul documentației va fi în conformitate cu H.G. 907/2016

și are la bază fișele tehnologice, prescripțiile energetice și standardele naționale/internationale în domeniu precum și condițiile / restricțiile din tema de proiectare ce constituie anexa la caietul de sarcini.

6.2. Se vor întocmi două documentații (dacă este cazul) distincte:

6.2.1. Una pentru instalațiile aflate în amonte de punctul de delimitare executate pe tarif de racordare (beneficiar Distribuție Energie Oltenia SA);

6.2.2. Una pentru instalațiile aflate în aval de punctul de delimitare executate din fondurile beneficiarului (beneficiari terți).

7. PARTEA DESENATA

7.1. Plan de încadrare în zonă pe care să fie trasate rețelele electrice existente și elemente de identificare ale amplasamentului.

7.2. Plan de situație la scară 1:500 - 1:2.000 sau altă scară necesară înțelegerii și vizualizării informațiilor de interes, pe care se vor figura rețelele de utilități, limitele de proprietate, limitele drumurilor și orice alte date și informații necesare înțelegerii fără dubiu a situației existente și soluțiilor propuse. Planurile se vor elabora atât pentru situația existentă cât și pentru situația proiectată.

7.3. Scheme electrice monofilare ale rețelelor electrice existente.

7.4. Scheme electrice monofilare ale rețelelor electrice proiectate. Acestea vor conține datele fizice ale rețelelor electrice proiectate și circulații de puteri (curenți), caderi de tensiune, curenți de scurtcircuit etc.

8. PRECIZARI SUPLIMENTARE

Studiul se va elabora în limba română.

Documentația se va preda în vederea avizării la Distribuție Energie Oltenia # Serviciul SMAD local în 2 exemplare complete pe suport hartie și 2 exemplare complete pe suport electronic (CD- format sursă și format PDF # scanare documentație integrală cu semnături # inclusiv planuri # un singur fișier pdf).

9. CERINTE PRIVIND PRACTICILE ETICE, CONDUITA ÎN AFACERI ȘI CONFORMITATEA

Activitatea DEO se bazează pe un set de valori etice și linii directoare cuprinse în documentele denumite: "Codul de Etică", "Codul de Conduită în afaceri", #Manualul de Conformitate" în baza cărui a fost întocmit "Codul de Conduită pentru Furnizori". Aceste documente reflectă angajamentul Părilor de a respecta toate prevederile legale aplicabile în domeniul lor de activitate, emise la nivel național, european sau internațional. Documentele pot fi consultate pe site-ul www.distributieoltenia.ro în subsecțiunea "Etica și Integritate".

În cazul unei modificări a cadrului legal și/sau de reglementare, precum și în cazul pronunțării unei hotărâri judecătorești. Pățile se angajează să adopte imediat ajustările necesare ale clauzelor contractuale în vederea remedierii situației.

Furnizorul se angajează să respecte și să solicite directorilor, angajaților și afiliaților lor să respecte la rândul lor prevederile Codului de conduită al Furnizorului, precum și legislația în vigoare (denumite în continuare "Regulile") și declară că:

1. fiecare dintre persoanele prevăzute în prezentul paragraf și care va fi implicat în mod direct sau indirect, în orice mod, în executarea Contractului, precum și orice măsuri adoptate, directe sau indirecte, de natură tehnică, financiară și operațională necesare pentru executarea Contractului, respectă Regulile;

2. respecta sancțiunile economice internaționale care restricționează vânzarea bunurilor și a serviciilor către anumite țări sub embargo sau către persoane vizate de astfel de sancțiuni.

Pe toată durata contractului Furnizorul se obligă să respecte Regulile și

1. în orice moment al executării Contractului va fi în măsură să furnizeze la solicitarea celeilalte Părți toate elementele solicitate pentru a se verifica respectarea Regulilor și

2. va informa de îndată cealaltă Parte atunci când au cunoscut de nerespectarea în orice mod a Regulilor de către o persoană precizată la paragraful(3), precum și măsurile corective adoptate pentru a asigura respectarea acestora.

Responsabilitatea Partenerului/Furnizorului este de a se asigura că angajații săi au fost informați cu privire la prevederile prezentei clauze și au implementat reguli adecvate pentru a se asigura de conformarea cu aceste cerințe. DEO solicită

Partenerului/Furnizorului si subcontractorilor Partenerului/ Furnizorului să adere la standarde identice cu ale sale, prevazute in "Codul de Etică", "Codul de Conduită în afaceri", "Manualul de Conformitate". În particular, Partenerul/ Furnizorul se obligă să se conformeze si să facă astfel încât subcontractorii săi si orice persoană aflată sub controlul său să se conformeze acestei clauze si standardelor în vigoare.

Partenerul/ Furnizorul va defini si va implementa politici efective corespunzătoare pentru a asigura conformarea si o va verifica în mod regulat. Partenerul/ Furnizorul va informa DEO, la cerere, despre măsurile adoptate pentru a asigura conformarea.

Nerespectarea clauzei de conduita a Furnizorului va fi considerată ca fiind o încălcare grava a Contractului, fapt care poate duce la încetarea raporturilor contractuale.

10. CERINTE PRIVIND PRELUCRAREA DATELOR CU CARACTER PERSONAL

Ofertantul are obligația să furnizeze răspunsuri adevărate si exacte la toate întrebările formulate în Chestionarul de conformitate GDPR - anexat prezentului caiet de sarcini, omisiunea furnizării de răspunsuri complete sau furnizarea unor răspunsuri inexacte sau necinstite putând avea drept rezultat descalificarea automată a unui astfel de ofertant.

Ofertantul are obligatia să completeze Tabelul cu date cu caracter personal - anexat prezentului caiet de sarcini, cu informatiile solicitate să prezinte acest Tabel odată cu solicitarea de participare / oferta sa, în format electronic.

Informatiile furnizate de ofertant prin completarea Chestionarului de conformitate GDPR si a Tabelului cu date cu caracter personal vor fi utilizate de beneficiar numai pentru evaluarea gradului de conformitate GDPR al ofertantului câștigător si nu în scopul evaluării ofertelor concurente.

11. Documente anexate

Sef Serviciu SMAD TG. JIU,
RADU IOAN



Intocmit,
VANCA CORINA DIANA

Tema de Proiectare

pentru lucrarea

**RACORDAREA LA RETEAUA ELECTRICA DE DISTRIBUTIE A CENTRALEI
FOTOVOLTAICE CU $P_i=15006$ KW, LOCALITATEA TG-CARBUNESTI, SAT
COJANI, JUDETUL GORJ**

1. Date generale

1. Beneficiar: SC SERG COMPANY SRL
2. Amplasament: localitate:TARGU CARBUNESTI (GJ), strada:COJANI
3. Subunitatea de exploatare: CEJ MT-JT Tg-Jiu
4. Administrarea contractului de proiectare va fi asigurata de Serviciul SMAD TG. JIU prin specialist dezvoltare VANCA CORINA DIANA
5. Sursa de finantare: beneficiar
6. Faza de proiectare: Studiu Solutie

2. Baza legala a cerintelor privind continutul studiului de solutie

1. Cerintele de continut ale studiului de solutie, detaliate in prezenta tema de proiectare, au la baza urmatoarelor reglementari:

- a. Ordinul ANRE 102/2015 pentru aprobarea „Regulamentului privind stabilirea solutiilor de racordare a utilizatorilor la retelele electrice de interes public#;
- b. Ordinul 11/2016 privind aprobarea Standardului de performanta pentru serviciul de distributie a energiei electrice;
- c. HG 59/2013 privind aprobarea Regulamentului de racordare a utilizatorilor la retelele electrice de distributie de interes public;
- d. Regulamentele, normele tehnice, prescriptiile si fisele tehnologice listate/validate in catalogul ANRE in vigoare;
- e. HG 525/1996 Regulament General de Urbanism completat prin Hotararea 490/2011
- f. Legea 123/2012-Legea energiei electrice si gazelor naturale;
- g. Politicile tehnice ale Distributie Energie Oltenia in vigoare ;
- h. Procedurile operationale si instructiunile de lucru ale Distributie Energie Oltenia , accesibile pe site-ul Distributie Energie Oltenia :
<https://distributieoltenia.ro/ro/informatii-utile/documente-tehnice/proceduri-aplicabilepentru-proiectare.html>
- i. Alte prevederi legale utilizabile.

3. Obiective

- Racordarea utilizatorilor corelata cu nivelul de siguranta solicitat de acestia si cu posibilitatile concrete ale retelei electrice;
- Asigurarea accesului nediscriminatoriu al utilizatorilor la retelele electrice de interes public, oferind acestora varianta de racordare la retea cea mai avantajoasa, tehnic si economic ;
- Racordarea noului utilizator va trebui sa nu afecteze negativ calitatea energiei electrice la utilizatorii existenti ;
- Solutia de racordare va asigura conditii de calitate a energiei la nivelul reglementarilor ANRE atat pentru utilizatorul nou cat si pentru utilizatorii existenti;
- Se vor asigura conditii pentru dezvoltarea ulterioara a RED, mentinand in acest sens posibilitati de racordare si amplasamente pentru RED publice;
- Noile instalatii care se vor realiza pe tarif de racordare si care vor intra in gestiunea OD vor avea conditii de inregistrare la cartile funciare a servitutilor induse proprietatilor invecinate amplasamentului ocupat si/sau pe care sunt amplasate. In Studiu Solutie vor fi

incluse acordurile preliminare ale proprietarilor riverani afectati de zonele de protectie si de siguranta ale noilor RED;

- Pentru instalatiile care raman in gestiunea solicitantului va trebui sa se poata obtine acceptul proprietarilor riverani asupra carora amplasarea noilor instalatii le induce servituti asupra proprietatilor;

- Vor fi analizate numai solutiile care indeplinesc cerintele legale de electrosecuritate publica;

- In vederea identificarii cu precizie a beneficiarului Studiului de solutie, proiectantul va completa memoriul tehnic cu pagina de identificare a acestuia pe care o va intercala dupa pagina de garda si care va contine: nume persoana fizica/juridica, adresa, nr.telefon/fax, e-mail, nume Director etc;

4. Solutii tehnice

NOTA

Proiectantul are obligatia de a utiliza numai solutii tehnice care NU sunt protejate prin brevete.

1. Solutiile tehnice de racordare vor tine seama de:

- configuratia, parametri si incarcarea RED din zona analizata; parametri energetici care descriu noul punct de consum;
- noii parametri energetici ai unui punct de consum existent care se redefinesc; cerintele legale privind zonele de protectie si de siguranta RED coroborate cu conditiile de mediu, dotare tehnico edilitara si limitele de proprietate;
- parametri de compatibilitate electromagnetica ai consumatorilor existenti in interactiune cu cei ai noului consumator (descrierea regimului deformant introdus in retea de noul consumator si a masurilor de neutralizare a acestora);
- previzibilitatea obtinerii avizelor, acordurilor, autorizatiilor legal necesare pentru ocuparea cu instalatii electrice a unui amplasament si/sau pentru modificarea RED existenta;
- asigurarea conditiilor pentru inscrierea la cartile funciare a servitutilor induse de noile instalatii proprietatilor invecinate amlasamentului ocupat si/sau pe care sunt amplasate noile instalatii;
- alte conditionari specifice zonei de retea si/sau amplasamentului studiat pentru alimentare cu energie electrica;
- respectarea conditiilor de coexistenta conform reglementarilor in vigoare.

2. Gama de solutii care pot fi avute in vedere pentru alimentarea noului consumator:

- din LEA/LES de medie tensiune existent prin racord subteran si post de transformare m.t./0.4 kV in configuratie radiala sau buclata cu/fara intarirea/marierea capacitatii de distributie a RED in amonte de punctul de racordare;
- prin LES de la barele mt ale statiilor 110kV/m.t., PA, PT in configuratie radiala sau buclata cu/fara intarirea/marierea capacitatii de distributie a RED in amonte de punctul de racordare;
- la barele 110 kV ale statiilor de transformare 110/20 kV, 110/6 kV, configuratie

radiala sau buclata;

- prin statie de transformare noua 110/20 kV sau 110/6 kV alimentata radial si sau in bucla din LEA 110 kV;
- reconfigurari ale RED existente.

contract de racordare nr 7600002492/03.12.2020

5. Formularea cerintelor de continut

- Pentru solutiile care presupun racordarea la RED de medie tensiune si/sau joasa tensiune, Studiu Solutie va contine:
 - prezentarea situatiei energetice a RED din zona si a instalatiilor utilizatorului, existente si de perspectiva;
 - variante de racordare amplasament posibile avute în vedere;
 - variante de racordare amplasament retinute si analizate, inclusiv prin plan de situatie cu trasarea instalatiilor de racordare, cu specificarea punctelor de racordare, a punctelor de delimitare si a modului de realizare a masurarii energiei electrice tranzitate; vor fi retinute numai variante de racordare in LES;
 - solutiile alese (pentru a le dovedi viabilitatea, si/sau pentru o mai buna evaluare) vor fi consolidate cu calcule electrice de dimensionare/verificare necesare. De ex., calculul curentilor de scurt-circuit pentru a dovedi ca instalatiile, in solutiile alese, pot respecta cerintele de sensibilitate si selectivitate ale protectiilor; caderi de tensiune in punctele de delimitare, calcule mecanice, calculul solicitarilor la scurtcircuit, calculul curentilor capacitivi;
- calculul nivelului de siguranta al retelei în punctul de delimitare; se calculeaza indicatorii prevazuti în standardele de performanta si/sau în contractele cadru precum si cei solicitati de catre utilizator;
 - modul în care sunt îndeplinite cerintele tehnice privind racordarea impuse prin Codul Tehnic al RED sau prin alte norme;
 - pentru solutiile identificate se vor stabili si marca pe planuri zonele de protectie si siguranta si limitele de proprietate si se vor analiza conditiile de coexistenta cu alte retele de utilitati, cai de comunicatie, proprietati, constructii, etc. Vor fi retinute acele solutii care respecta cerintele ordinului 49/2007 si pentru care se pot obtine acordurile necesare inscrierii servitutilor in cartile funciare ale proprietatilor afectate
 - pentru solutiile identificate se va analiza regimul juridic al terenurilor afectate prin inducerea de servituti legate de culoarele de siguranta si protectie atat pentru instalatiile care se vor realiza pe tarif de racordare (care raman in gestiunea operatorului de distributie) cit si pentru instalatiile care vor fi in gestiunea utilizatorului;
 - in lucrare vor fi introduse cel putin acorduri preliminare de principiu ale proprietarilor afectati de servitutile induse de ZP/ZS precum si de servitutie de
 - acces pentru lucrari si manevre; prezentarea /analiza punctelor de delimitare
 - specifice fiecărei solutii alese; analiza valorii perturbatiilor si masuri de incadrare in prevederile normelor
- tehnice specifice, pentru utilizatorii perturbatori;
- lucrarile necesare pentru realizarea instalatiei de racordare/ eliberarii amplasamentului, pentru fiecare varianta retinuta si analizata si evaluarea costului acestora;
- lucrarile strict necesare în instalatiile operatorului de retea, in amonte de punctul de racordare, ca urmare a impactului aparitiei (dezvoltarii) utilizatorului pentru fiecare varianta retinuta si analizata si evaluarea separata a costurilor

- acestora. Se va tine cont de valorile ramase neamortizate in cazul lucrarilor necesare in instalatiile din amonte de punctul de racordare ori de cate ori lucrarile necesare presupun dezafectarea urmata de reconstructia unei instalatii existente in scopul maririi capacitatii de distributie si/sau al imbunatatirii calitatii energiei electrice inclusiv marirea gradului de continuitate;
- reglajul protectiilor in statia de plecare, dupa caz.
- Pentru solutiile care presupun racordarea la RED 110 kV, studiul de solutie va contine si:
- calcule de regimuri permanente de functionare cu n si $n - 1$ elemente în functiune;
 - calcule de regimuri de stabilitate statica si tranzitorie pentru stabilirea impactului între sistem si utilizator (numai pentru producatori; daca se considera necesara necesitatea calculului în alte cazuri, aceasta va fi justificata pentru fiecare caz în parte); propuneri pentru furnizarea unor servicii de sistem, daca este cazul;
 - cerintele de monitorizare si reglaj, inclusiv interfata cu sistemele SCADA si de telecomunicatii;
 - modul în care sunt îndeplinite cerintele tehnice privind racordarea impuse prin Codul Tehnic al RET sau prin alte norme;
 - cerintele privind protectiile, inclusiv reglajul protectiilor.
- Proiectantul va propune solutii care asigura atingerea obiectivelor mentionate la cap. 3 **analizand toate tipurile de solutii tehnic posibile din gama celor stipulate la cap 4** avand in vedere urmatoarele precizari:
- Stabilirea treptei de tensiune si a punctului de racordare la retea, atunci cand sunt mai multe posibilitati de racordare, se face avandu-se in vedere:
- i. costul lucrarilor necesare pentru realizarea racordarii;
 - ii. cerintele tehnice privind utilizarea, functionarea si siguranta retelei electrice;
 - iii. necesitatea mentinerii calitatii serviciului de transport si/sau de distributie pentru utilizatorii din zona.
- Punctul de delimitare între OD si noii clienti va fi stabilit conform prevederilor HG 59/2013 "Hotarare pentru aprobarea Regulamentului privind racordarea utilizatorilor la retelele electrice de interes public".
- La stabilirea punctului de delimitare se vor avea in vedere:
- i. tipul instalatiei: de transport, de distributie sau de utilizare;
 - ii. limita de proprietate asupra terenurilor, evitandu-se pe cat posibil amplasarea instalatiilor operatorului de retea pe proprietatea utilizatorului;
 - iii. racordarea in perspectiva de noi utilizatori la instalatia de racordare.
- In cazul in care, la cererea si cu acceptul utilizatorului, delimitarea instalatiilor se face pe proprietatea acestuia, utilizatorul se va angaja juridic, prin incheiere unui contract de superficie si inscrierea acestuia in cartea funciara, ca nu va emite pretentii financiare legate de existenta unor instalatii realizate in beneficiul lui si amplasate pe proprietatea sa, dar care apartin operatorului de retea, ori pentru racordarea altor utilizatori din instalatiile in cauza si se va obliga sa transmita aceste obligatii si succesorilor proprietari ai imobilelor respective.
- In cazul in care, la cererea utilizatorului, punctul de delimitare se stabileste in amonte de limita de proprietate, utilizatorul devine detinatorul unei retele electrice amplasate pe proprietatea publica sau a tertilor si are responsabilitatea:

- i. de a obtine de la detinatorii terenurilor dreptul de uz si de servitute asupra proprietatilor acestora, pentru executarea lucrarilor necesare realizarii retelei electrice, pentru asigurarea functionarii normale a acesteia, precum si pentru realizarea reviziilor, reparatiilor si interventiilor necesare;
- ii. de a asigura exploatarea si mentenanta instalatiilor proprii in conformitate cu normele in vigoare, numai cu personal calificat si autorizat, respectiv prin operatori economici atestati;
- iii. de a realiza o functionare a retelei electrice in conditii de siguranta pentru oameni sau animale, fiind direct raspunzator de producerea unor incidente sau accidente si de urmarile acestora.

■ Atunci cand sunt posibile si puncte de delimitare la m.t. proiectantul are obligatia de a informa solicitantul prin detalii, explicatii in studiul de solutie asupra:

- i. necesitatii suportarii pierderilor de mers in gol a transformatoarelor m.t./0.4 kV si asupra altor elemente de cost generate de instalatia electrica care va ramane in patrimoniul clientului, dupa caz;
- ii. faptului ca OD nu poate accepta existenta instalatiilor tertilor in axul instalatiilor m.t.;
- iii. necesitatii mentinerii posibilitatii de racordare de noi instalatii de m.t. in amonte de punctele de delimitare 20 kV dintre OD si noul solicitant;
- iv. asigurarii accesului personalului OD la aparatajul de comutatie pentru manevre si lucrari in caz de incidente si/sau lucrari programate la orice ora din zi si din noapte in orice zi din an si ori de cate ori este necesar;
- v. Echipamentele de comutatie 110 kV si cele 20 kV din posturile de transformare care au minim 2 celule de linie racordate la RED vor fi telecomandate si vor fi integrate in sistemul SCADA al OD, dupa caz;
- vi. Grupurile de masura pentru consumul peste 100 kW precum si al consumatorilor care intentioneaza sa uzeze de dreptul de eligibilitate vor fi integrate in sistemul de telecitire al OD;
- vii. Stabilirea caracteristicilor GM se va face cu respectarea urmatoarelor principii instaurate prin **Metodologia sistemului de citire-facturare-incasare** si tinand cont de **prevederile Codului de Masurare (Ordin ANRE 17/2002)**

Conform sistem de citire-facturare-încasare a energiei electrice clientii se vor clasifica dupa cum urmeaza:

- consumatori **TIP A** # clientii mari consumatori, mici consumatori cu tarif binom sau cu tarife de medie si inalta tensiune, precum si cei cu un consum de energie electrica peste 0,1GWh/an; la care se adauga cei cu tarif monom cu consum mai mic de 0,1 GWh/an li se aplica corectii de energie activa si/sau reactiva;
Pentru LC care se incadreaza in aceasta categorie se prevede contor electronic compatibil cu sistemul de telecitire CONVERGE al Distribu?ie Energie Oltenia
- consumatori **TIP B** - clientii mici consumatori cu tarifmonom cu un consum de energie electrica = 0,1 GWh/an;
- consumatori **TIP C** - clientii casnici .Tipul de contor se stabileste avand in vedere si **clasificarea PM dupa Codul de Masurare:**
 - **PM de categoria A** = Masura pentru circuite cu $P > 100\text{MVA}$ sau LC care au un consum anual $> 100\text{GWh}$
 - **PM de categoria B** = Masura pentru circuite cu $P < 100\text{MVA}$ sau LC care au un consum anual intre 200 MWh si 100GWh
 - **PM de categoria C** = Masura pentru LC care au un consum anual $< 200\text{MWh}$

- Solutiile analizate vor trebui sa respecte cumulativ obiectivele mentionate la cap. 3;
- Partea desenata va cuprinde:
 - i. Plan de incadrare in zona 1/5000;
 - ii. Plan de situatie existenta la o scara care sa permita vizualizarea cu claritate a datelor de interes;
 - iii. Plan de situatie proiectata (pentru fiecare varianta propusa) cu delimitarea proprietatilor, a zonelor de protectie si siguranta (ZP/ZS), a retelelor de utilitati, a constructiilor existente in ZP/ZS si in imediata apropiere a acestora, caile de acces pentru manevre si lucrari de mentenanta si interventii accidentale o scara care sa permita vizualizarea cu claritate a datelor de interes;
 - iv. Scheme monofilare ale retelelor completate cu calcule electrice: circulatii de puteri, caderi de tensiune, curenti de scurtcircuit, valori pentru echipamentele de comutatie;
 - v. Scheme electrice de incadrare in sistem.
- Devizul general al investitiei se va intocmi in conformitate cu HG 907/2016 privind aprobarea continutului-cadru al documentatiei tehnico-economice si a devizului general. Devizul general al investitiei se intocmeste pentru fiecare varianta propusa si va include costurile separat pe fonduri de finantare, daca este cazul. La devizul general se va adauga centralizatorul obiectelor. Montarile de contoare nu vor fi cuprinse in devize;
- Se va evidentia distinct in devizul general (ca partea supusa achizitiei) costurile aferente intocmirii documentatiei topo-cadastrala depunerea acesteia la OCPI in vederea obtinerii intabularii;
- Se va evidentia distinct in devizul general (ca partea supusa achizitiei) costurile aferente intocmirii documentatiei GIS;
- Se compara solutiile d.p.d.v. tehnic si economic si se propune solutia optima;
- Solicitantul ATR se va pronunta in scris asupra solutiei agreate dintre solutiile avizate in CTE;
- La stabilirea solutiilor de racordare se are in vedere crearea conditiilor care sa asigure realizarea valorilor prevazute pentru indicatorii din standardul de performanta pentru serviciul de distributie.
- Utilizatorul poate opta pentru o varianta de solutie de racordare care ofera valori ale indicatorilor sub nivelul prevazut in standardul de performanta, daca apreciaza ca aceasta este acceptabila din punctul de vedere al al conditiilor de continuitate si convenabila din considerente economice.
- Cerinte privind protectia mediului
In documentatie se vor explicita cerintele de mediu si se va dovedi modul cum au fost respectate intr-un capitol dedicat acestui subiect
- Cerinte privind protectia muncii si PSI
Proiectele pentru instalatii electrice trebuie sa cuprinda conditiile pentru realizarea/ executarea constructiilor si instalatiilor, tehnologii si solutii conforme prevederilor legale in vigoare privind securitatea si sanatatea in munca, prin a caror aplicare sa fie eliminate sau diminuate riscurile de accidentare si imbolnavire profesionala, in mod deosebit de respectare a prevederilor HG nr.1146/30.08.2006 pentru utilizarea de catre lucratori a echipamentelor de munca.
In conformitate cu Legea 307/12.07.2006 privind situatiile de urgenta, DTE va contine masurile de aparare impotriva incendiilor, specifice naturii riscurilor pe care le contin obiectele proiectate.

6. SISTEME DE MANAGEMENT aplicate la elaborarea proiectului

- Elaborarea documentatiei trebuie sa respecte standardele:
- SR EN ISO 9001 /2015.
- SR EN ISO 14001/2015.

6. 1. Managementul calitatii

Proiectantul trebuie sa prezinte:

- **Programul calitatii**, care concretizeaza sistemul de asigurare si de conducere a calitatii la particularitatile lucrarii ce face obiectul ofertei, avizat de specialisti sau de organisme abilitate în acest sens.

Programul calitatii trebuie sa cuprinda:

- descrierea sistemului calitatii aplicat la lucrare, inclusiv listele cuprinzând procedurile aferente sistemului calitatii;

- listele cuprinzând procedurile tehnice de executie a principalelor categorii de lucrari privind realizarea obiectivului si planul de control al calitatii, verificarii si încercarii;

● Corectitudinea întocmirii foi de semnături privind responsabilitatea fata de elaborarea documentatiei de proiectare.

● Documentatia de proiectare va prezenta conditiile de calitate pentru materialele si echipamentele prevazute, cu trimitere la standardele, prescriptiile si normativele în vigoare.

● Documentatia de proiectare se va elabora avându-se în vedere valabilitatea fiselor tehnologice si a proiectelor tip, integral sau pentru elemente re folosibile, în conditii concrete de aplicatie.

● Documentatiile de proiectare vor contine breviare de calcul cu sinteza calculelor electrice si mecanice.

● Coordonarea partii scrise si partii desenate pentru asigurarea unui sistem unitar în cazul colaborarilor de proiectare specializate.

● Înregistrari de calitate:

- graficul de realizare a lucrarii,
- programul de urmarire în timp a comportarii constructiilor noi,
- programul tehnologic de executie a lucrarilor,
- planul de control al calitatii, verificari si încercari în timpul executiei lucrarilor;
- optiuni pentru conditiile speciale de executie a lucrarilor.

6.2. Managementul mediului

- Solutia tehnica adoptata trebuie sa reduca la minimum impactele negative asupra mediului, în conditii de siguranta si eficienta în toate fazele ciclului de viata a lucrarii proiectate: proiectare, executie si exploatare pe toata durata de existenta a instalatiei, respectând cerintele impuse prin SR EN ISO14 001 /2015 si normativele în vigoare, încadrându-se în sistemul integrat de calitate mediu.

- În documentatia tehnica, (începând de la faza de SF) se va prezenta un capitol referitor la #Protectia Mediului# care va cuprinde cel putin urmatoarele:

6.2.1. Reglementarile privind legislatia de protectia mediului:

- La elaborarea documentatiei se va respecta CERINTELE LEGALE SI ALTE CERINTE DE MEDIU APLICABILE privind protectia mediului;
- **LISTA PREVEDERILOR LEGALE SI A ALTOR CERINTE APLICABILE, REFERITOARE LA MEDIU**

NOTA: Se vor selecta in CS cerintele aplicabile obiectivului proiectat

- Strategia nationala de protejare a mediului;
- Legea 265/2006 pentru aprobarea OUG 195/2005 privind protectia mediului;
- Legea 211/2011 privind regimul deseurilor;
- Legea 104/2011 privind calitatea aerului inconjurator;
- Legea nr. 107/1996 - Legea apelor, cu modificarile si completarile ulterioare ;
- Legea 310/28.06.2004 si 112/2006 pentru protectia apelor; HG 352/2005;
- Legea 18/1991 - "Legea fondului funciar" cu modificarile si complectarile ulterioare;
- Decretul 237/1978 - Decret pentru stabilirea normativelor privind sistematizarea, amplasarea construirea , repararea LEA care trec prin paduri si terenuri agricole" ;
- HGR 856/2002 - evidenta gestiunii deseurilor si aprobarea listei deseurilor periculoase;
- OUG 5/2015 privind deseurile de echipamente electrice si electronice;
- Legea 249/2015 - privind gestionarea ambalajelor si a desurilor provenite din ambalaje;
- HGR nr. 235/2007 - privind gestionarea uleiurilor uzate;
- HGR 352/2005 privind modificarea si completarea HG 188/2002 pentru aprobarea unor norme privind conditiile de descarcare in mediul acvatic a apelor uzate;
- HGR 1061/2008 - privind transportul deseurilor periculoase si nepericuloase pe teritoriul Romaniei;
- HGR nr. 349 din 21 aprilie 2005 - privind depozitarea deseurilor;
- OUG 195/2005 privind protectia mediului, cu modificarile si completarile ulterioare;
- Ordinul ANRE nr. 239/2019 pentru aprobarea Normei tehnice privind delimitarea zonelor de protectie si siguranta afernte capacitatilor energetice;
- HGR 971/2006 privind cerintele minime privind semnalizarea de securitate;
- Legea nr. 360 din 2003, privind regimul substantelor si preparatelor chimice periculoase, cu modificarile si completarile ulterioare
- Hotararea nr. 539/2016 pentru abrogarea Hotararii Guvernului nr. 1.408/2008 privind clasificarea, ambalarea si etichetarea substantelor periculoase si a Hotararii Guvernului nr. 937/2010 privind clasificarea, ambalarea si etichetarea la introducerea pe piata a preparatelor periculoase
- Legea nr. 59/2016 privind controlul asupra pericolelor de accident major în care sunt implicate substante periculoase
- Legea 292/2018 privind evaluarea impactului anumitor proiecte publice si private asupra mediului.

Nota 1: Legislatia enumerata mai sus nu este limitativa si poate fi completata cu restul prevederilor legale in domeniu, aflate in vigoare la momentul respectiv.

Nota 2: Modificarea legislatiei atrage dupa sine in mod automat si modificarea corespunzatoare a cerintelor apartinatoare, fara ca achizitorul sa-si retina in sarcina obligatii de atentionare.

6.2.2. Aspecte de mediu si impacturile asociate acestora generate de obiectivele de studiu (estimarea calitativa si cantitativa);

6.2.3. Impactul asupra mediului produs de aspectele de mediu semnificative identificate;

În acest capitol proiectantul trebuie sa prezinte impactul pe care implementarea si operarea investitiei propuse îl genereaza, precum si masurile planificate pentru a le contracara.

Analiza de impact trebuie sa detalieze urmatoarele:

- impactul asupra elementelor de mediu (pamânt, aer, apa, radiatii, ecosisteme terestre si subacvatice, habitatul natural, mediul construit, mostenirea arhitecturala si arheologica);
- impactul asupra sistemelor, proceselor, structurilor elementelor de mediu, în special asupra peisajului, localitatilor, climei, sistemului ecologic, si Analiza schimbarilor în starea de sanatate, sociala si economica a populatiei afectate de investitie (în special calitatea vietii si conditiilor de utilizare a terenurilor)

6.2.4. Masuri pentru prevenire, reducere, eliminare si monitorizare poluari/impacturi de orice natura asupra mediului care ar putea fi generate de obiectivele avute in vedere in proiect , **pentru:**

- protectia calitatii aerului si climei;
- managementul apelor uzate;
- protectia apelor subterane;
- reducerea zgomotelor si vibratiilor;
- protectia solului si al subsolului;
- managementul deseurilor;
- protectia resurselor naturale si conservarea biodiversitatii reconstructie ecologica;
- protectia impotriva radiatiilor;
- cercetare si dezvoltare;
- alte activitati de protectia mediului;
- depozitarea materialelor si echipamentelor demontate, transportul materialelor nereciclabile la locurile de depozitare special, amenajate. Se va consulta în acest sens " Nomenclatorul activitatilor din RET cu efect asupra mediului

Costurile asociate masurilor de protectia mediului vor fi evidentiata într-un deviz separat

6.2.5. Riscurile unor posibile poluari datorate prezentei unor factori poluanti generati de obiectivele avute in vedere in proiect;

Surse de poluanti si protectia factorilor de mediu

Lucrarile vor respecta prevederile Ordonanta de urgenta 195/2005 privind protectia mediului, si Legii 292/2018 privind evaluarea impactului anumitor proiecte publice si private asupra mediului, asigura conditii de siguranta si eficienta în toate fazele ciclului de viata, pe toata perioada de existenta a instalatiei.

Protectia calitatii aerului si a climei:

Protectia apelor

Protectia solului si a apelor subterane

Protectia împotriva zgomotelor si a vibratiilor

Protectia solului si a subsolului

Protectia resurselor naturale si conservarea biodiversitatii.

Protectia impotriva radiatiilor.

Lucrari de reconstructie ecologica :

6.2.6. Va fi întocmit **"Planul de management mediu"** pentru toti factorii de mediu si pentru toate etapele lucrarii. **Planul de Management de Mediu** va prevedea masuri de reducere al impactului asupra mediului si de monitorizare conform formularului anexat temei de proiectare.

- **Planul de management de mediu pentru proiectare**= documentul intocmit de proiectant, de la prima faza de proiectare, pe baza aspectelor de mediu cu impact semnificativ, care contine masurile de reducere a impactului de mediu pe toata durata de viata a investitiei: executie (demolare, constructie), functionare si dezafectare. Planul de management de mediu are doua sectiuni: **Planul de reducerea impactului asupra mediului si Planul de monitorizare.**

- Vor fi evaluate toate costurile de mediu pentru toate categoriile de lucrari si vor fi introduse în devizul general al proiectului **si reprezinta sume percepute pentru limitarea cantitatii de poluanti care sunt evacuati in mediu.**

6.3. Managementul securitatii si sanatatii în munca

6.3.1.Reglementarile privind legislatia de securitatea muncii:

- La elaborarea documentatiei se vor respecta CERINTELE LEGALE SI ALTE CERINTE DE SSM APLICABILE :

LISTA PREVEDERILOR LEGALE SI A ALTOR CERINTE APLICABILE:

- **Legea 53 /2003** Codul muncii
- **Legea 319/2006** #Legea securitatii si sanatatii in munca
- **HG 1425/2006** #Norme metodologice de aplicare a legii319/2009 modificata si actualizata de HG 955/2010
- **HG 1146/2006** privind cerintele minime de securitate si sanatare pentru utilizarea in munca de catre lucratorii a echipamentelor de munca
- **HG 1091/2006** privind cerintele minime de securitate si sanatare pentru locul de munca
- **HG 1051/2006** privind cerintele minime de securitate si sanatare la manipularea manuala a maselor
- **HG 300/2006** privind cerintele minime de securitate si sanatare pentru santierale temporare sau mobile
- **HG 971/2006** privind cerintele minime pentru semnalizarea de securitate si/sau de sanatare la locul de munca.

■ HG 355/2007 privind supravegherea sanatatii lucratorilor

6.3.2. Se vor respecta cerintele **IPSM 1/2007** - Instructiunea proprie de securitatea muncii Distributie Energie Oltenia

6.3.3. In documentatie se va indica locul si tipul inscriptionarilor de avertizare impotriva accidentelor de natura electrica si in devize se vor prevedea resursele financiare de realizare.

6.3.4. Proiectele pentru instalatii electrice trebuie sa cuprinda conditiile pentru realizarea/executarea constructiilor si instalatiilor, tehnologii si solutii conforme prevederilor legale in vigoare privind securitatea si sanatatea in munca, prin a caror aplicare sa fie eliminate sau diminuate riscurile de accidentare si imbolnavire profesionala

6.3.5. Proiectele pentru instalatii electrice trebuie sa cuprinda "Planul de securitate si sanatate" adaptat continutului documentatiei, in conformitate cu HG nr.300/2006 Art.14 si care va avea in continut cel putin prevederile stipulate in Art.19 si 20 din aceeaasi hotarare.

6.3.6. Toate instalatiile electrice trebuie sa fie proiectate sa satisfaca prevederile legislatiei de securitate si sanatate in munca in vigoare, normativele tehnice si prescriptiile energetice in vigoare astfel incat sa previna accidentarea personalului de specialitate cat si a celui neavizat.

6.4. Reglementarile privind legislatia privind apararea impotriva incendiilor

6.4.1. Obligatii ale proiectantilor de constructii si amenajari, de echipamente, utilaje si instalatii:

- elaborarea scenariilor de securitate la incendiu pentru categoriile de constructii, instalatii si amenajari stabilite pe baza criteriilor emise de Inspectoratul General si sa evalueze riscurile de incendiu, pe baza metodologiei emise de Inspectoratul General si publicata în Monitorul Oficial al României, Partea I, (conf. prev. art.23. din Legea nr.307/12.07.2006), dupa caz;

- cuprinderea în documentatiile pe care le întocmesc a masurilor de aparare impotriva incendiilor si nivelele de performanta comune si specifice prevazute în normative, specifice naturii riscurilor pe care le contin obiectele proiectate, (conf. prev. art.23. din Legea nr.307/12.07.2006), dupa caz;

- prevederea în documentatiile tehnice de proiectare, potrivit reglementarilor specifice, a mijloacelor tehnice pentru apararea impotriva incendiilor si echipamentelor de protectie specifice (conf. prev. art.23. din Legea nr.307/12.07.2006; art.52 din Ordinul MAI nr.163/2007 si subcap.2.7.1., 2.10.1., 3.7.1., 3.10.1., 3.10.6. din P118-99), dupa caz;

- includerea în proiecte si sa predea beneficiarilor schemele si instructiunile de functionare a mijloacelor de aparare impotriva incendiilor pe care le-au prevazut în documentatii, precum si regulile necesare de verificare si întretinere în exploatare a acestora, întocmite de producatori (conf. prev. art.23. din Legea nr.307/12.07.2006), dupa caz;

- sa asigure asistenta tehnica necesara realizarii masurilor de aparare impotriva incendiilor, cuprinse în documentatii, pana la punerea în functiune (conf. prev. art.23. din Legea nr.307/12.07.2006);

- stabilirea categoriilor si a claselor de importanta a constructiilor (conf. prev. art.4 din Legea 10/1995, Anexa nr.3 din HG nr.766 / 21.11.1997, art.2.1.6. din P118-99);
- supunerea documentatiilor tehnice verificarii acestora prin verificator atestat la cerinta " C " siguranta la foc (conf. prev. art.5, 6, 13 din Legea 10/1995, Anexa nr.1 din HG nr.622/21.04.2004, art.2.1.6. din P118-99), dupa caz;
- stabilirea destinatiei si a densitatii sarcinii termice pentru fiecare încăpăre (conf. prev. art.2.1.2., 4.1.3. din P118-99), dupa caz;
- stabilirea riscurilor de incendiu (art.19 si 29 din Legea nr.307/12.07.2006; Ordinul M.I.R.A. nr.210/21.05.2007; subcap.3.1.1. din P118-99);
- stabilirea categoriilor de pericol de incendiu pe zone si încăperi precum si independent pentru fiecare compartiment de incendiu în parte si constructie, mentionându-se obligatoriu în documentatia tehnico-economica (conf. prev. art.2.1.6., 5.1.1. din P118-99);
- stabilirea gradului de rezistenta la foc al constructiei (conf. prev. art.2.1.8., 3.1.4., 5.1.1., 5.1.5., 7.1.5. din P118-99);
- evidentierea compartimentelor de incendiu si a ariilor acestora (conf. prev. art.2.1.8. din P118-99), dupa caz;
- delimitarea zonelor de protectie si de siguranta (Ord. ANRE nr.4 / 2007 modificat)
- evidentierea euroclaselor de reactie la foc a produselor pentru constructii, inclusiv cabluri electrice si carcase ale echipamentelor energetice (conf. prev. HG nr.622/2004 si Ordinului comun MDLPL / MIRA nr.269/431 din 2008);
- elaborarea planurilor de depozitare si evacuare, (conf. prev. art.29. si 30. din Ordinul MAI nr.163/2007), dupa caz;
- stabilirea claselor de pericolozitate ale substantelor si materialelor depozitate, (conf. prev. subcap.6.2.1., 6.2.19. din P118-99);
- prevederea indicatoarelor de securitate, respectiv de interzicere, avertizare, orientare si/sau informare, (conf. prev. art.36. din Ordinul MAI nr.163/2007);

6.4.2. Obligatii ale executantilor lucrarilor de constructii si de montaj de echipamente si instalatii (conf. prev. art.24. din Legea nr.307/2006):

- sa realizeze integral si la timp masurile de aparare impotriva incendiilor, cuprinse în proiecte, cu respectarea prevederilor legale aplicabile acestora;
- sa asigure luarea masurilor de aparare impotriva incendiilor pe timpul executarii lucrarilor, precum si la organizările de santier;
- sa asigure functionarea mijloacelor de aparare impotriva incendiilor prevazute în documentatiile de executie la parametrii proiectati, înainte de punerea în functiune.

7. Gestionarea deseurilor

- Se va respecta regimul ambalajelor echipamentelor electrice noi si al deseurilor rezultate ca urmare a demontării echipamentelor electrice, conform legislatiei in vigoare.
- Proiectantul va întocmi lista tipurilor de deseuri rezultate din lucrare conform tabel;

Denumire deseu	Cod deseu	Cantitate	Uzura	Eliminarea/Valorificarea deseu
-------------------	-----------	-----------	-------	--------------------------------

- Se va întocmi lista cu substantele periculoase (daca este cazul) folosite de executant in timpul lucrării.

- Proiectantul va întocmi centralizatorul cantitatilor de deseuri rezultate din lucrare utilizând codificarea națională conform tabelului anexat temei de proiectare;

8. Anexe la Tema de proiectare

La TP se anexează următoarele documente:

- Cerere eliberare Aviz de Racordare Mici/Mari Consumatori ;
- Chestionar energetic completat la toate rubricile semnat de solicitant și, după caz, de consultantul de specialitate energetică;
- Adresa operatorului de distribuție (OD) prin care se pronunță necesitatea unui studiu de soluție;
- Planul de încadrare în zonă al noului obiectiv;

Proiectantul va utiliza variantele valabile la momentul elaborării documentației, existente pe website-ul DEO, ale următoarelor documente:

1. Politici tehnice și caiete de sarcini aplicabile
2. Anexa 4 Metodologie GIS
3. Anexa 7 Lista cu duratele de viață

Sef Serviciu SMAD TG. JIU,
RADU IOAN



Intocmit,
VANCA CORINA DIANA

1. Aspecte preliminare: calitatea dumneavoastră de prestator de servicii care implică prelucrarea de date cu caracter personal

Bifați casuța care reflectă situația dumneavoastră:

În virtutea relației contractuale cu Distribuție Energie Oltenia SA („DEO”), prelucrați date cu caracter personal cu privire la care DEO are calitatea de Operator iar dumneavoastră pe cea de Împunernic:

NU ☒ DA ☐

- ☐ Dacă ați bifat căsuța **NU**, treceți direct la completarea și semnarea ultimei pagini a prezentului chestionar, fără a mai completa tabelul de mai jos și fara a mai bifa răspunsuri la întrebările din secțiunile ulterioare.
- ☐ Dacă ați bifat căsuța **DA**, treceți la completarea tabelului de mai jos și apoi bifați răspunsurile corecte în ce privește organizația dumneavoastră la întrebările de mai jos, apoi completați și semnați ultima pagină a prezentului chestionar.

2. Tabel operațiuni de prelucrare

Vă rugăm să introduceți în tabelul de mai jos toate activitățile de prelucrare a datelor cu caracter personal pe care le efectuați în numele DEO.

Termenii de mai jos au următoarele semnificații:

- **Activitate de prelucrare** - orice operațiune sau set de operațiuni efectuate asupra datelor cu caracter personal sau asupra seturilor de date cu caracter personal, cu sau fără utilizarea de mijloace automatizate, cum ar fi colectarea, înregistrarea, organizarea, structurarea, stocarea, adaptarea sau modificarea, extragerea, consultarea, utilizarea, divulgarea prin transmitere, diseminarea sau punerea la dispoziție în orice alt mod, alinierea sau combinarea, restricționarea, ștergerea sau distrugerea.
- **Scopul prelucrării** – scopul pentru care se efectuează activitățile care implică prelucrarea de date cu caracter personal, ca de exemplu: derularea relațiilor de muncă, recrutare forță de muncă, activități de marketing și comunicare/fidelizare, activități de pază și securitate, activități de cercetare, activități de administrare clienți, activități juridice, financiare sau contabile etc.
- **Categorii de persoane vizate** – persoane ale căror date cu caracter personal pot fi vizate de respectivele activități de prelucrare, care pot fi categorizate astfel: clienți, angajați, colaboratori, furnizori, rude/afini ai angajaților, potențiali clienți, reprezentanți ai contractanților, utilizatori servicii etc.

- **Tipuri de date cu caracter personal** - (1) Date cu caracter general (nume, număr de identificare (CNP sau număr CI), date de localizare, un identificator online), (2) Date cu caracter special (precum cele care dezvăluie originea rasială sau etnică, opiniile politice, confesiunea religioasă sau convingerile filozofice sau apartenența la sindicate și date genetice, date biometrice pentru identificarea unică a unei persoane fizice, date privind sănătatea sau date privind viața sexuală sau orientarea sexuală ale unei persoane fizice), (3) Date privind minorii sub 16 ani și (4) Date privind fapte și sancțiuni penale.
- **Contract** – contractul sau contractele în baza căruia/căroră prestați activități care implică prelucrarea de date cu caracter personal; indicați numărul și data contractului precum și titlul sau o scurtă indicație a obiectului acestuia (ex. „Contract de prestări servicii comunicare”). Pagina 1/9

04-03-01_P01-F14_Chestionar de conformitate GDPR_rev01



- **Sisteme IT implicate** – indicați în mod general sistemele IT utilizate în prelucrarea datelor cu caracter personal: servere, aplicații on-line, tablete, rețea internă etc.
- **Subcontractanți** – persoane fizice sau juridice cărora le-ați sub-contractat activități ce fac obiectul contractului menționat, activități care implică prelucrarea de date cu caracter personal.
- **Locația prelucrării de date** – locul în care au loc activitățile de prelucrare de date cu caracter personal; poate fi spațiu fizic / adresă fizică, sau spațiu virtual.

Activitate de prelucrare	Scopul prelucrării	Categorii de persoane vizate	Tipuri de date cu caracter personal	Contract	Sisteme IT implicate	Subcontractanți	Locația prelucrării de date

Pagina 2/9

04-03-01_P01-F14_Chestionar de conformitate GDPR_rev01

3. Măsurile tehnice și organizatorice

Vă rugăm să bifați care din măsurile următoare le-ați implementat:

3.1. Verificări și instrucțiuni

- | | |
|--|---|
| <input type="checkbox"/> Acces pe bază de autorizare (pentru angajați și terți) | <input type="checkbox"/> Politici și proceduri interne de prelucrare a datelor (ghiduri, instrucțiuni de lucru, descrieri de procese și regulamente) |
| <input type="checkbox"/> Ne permiteți accesul cu scopul de a monitoriza activitatea de prelucrare a datelor, | <input type="checkbox"/> Ați implementat un concept de securitate a datelor sub forma unui audit sau a unei inspecții. |
| <input type="checkbox"/> Ați implementat o Politică de încălcare a securității datelor | <input type="checkbox"/> Ne veți putea furniza în 48 de ore toate informațiile necesare pentru a demonstra conformitatea cu Acordul de Prelucrare a Datelor |
| <input type="checkbox"/> Aveți un plan de urgență (plan de rezervă pentru situații de urgență) | <input type="checkbox"/> Ați numit unui Responsabil cu protecția datelor cu caracter personal (dacă este cazul)
Nume: _____
Adresa: _____
Numar telefon: _____
Adresa E-Mail: _____ |
| <input type="checkbox"/> Ați adoptat politici, proceduri și ghiduri privind prelucrarea datelor. | <input type="checkbox"/> Salariații dvs. au semnat un angajament de a respecta confidențialitatea datelor |

Măsurile / explicații suplimentare:

3.2. Controlul accesului fizic

- | | |
|---|--|
| <input type="checkbox"/> Numai angajații cu competențe în privința terților datelor au acces la sistemele de prelucrare a datelor | <input type="checkbox"/> Aveți regulamente cu privire la accesul (vizitatori, clienți, personal mentenanță, muncitori, etc.) |
| <input type="checkbox"/> Utilizați cartele de acces pentru vizitatori | <input type="checkbox"/> Puteți bloca intrările în facilitățile de prelucrare a datelor (camere, locuințe, hardware de calculator și echipamente conexe) |
| <input type="checkbox"/> Aveți un sistem de alarmă de securitate sau alte măsuri de securitate adecvate, chiar și timpul de lucru | <input type="checkbox"/> Asigurați zonele în care sunt amplasate dispozitivele pe care sunt stocate date după |

☐ Asigurați echipamentele descentralizate de prelucrare a datelor și a calculatoarelor personale ☐

Verificați identitatea persoanelor la recepție
Măsuri / explicații suplimentare:

3.3. Accesul la date și controlul utilizatorilor

- | | |
|--|---|
| <input type="checkbox"/> Aveți implementate procese pentru verificarea și lansarea programelor | <input type="checkbox"/> Efectuați criptarea datelor și a suporturilor de date (inclusiv smartphone-uri) și dacă da, indicați nivelul de criptare: _____ |
| <input type="checkbox"/> Acordați autorizații de acces numai individual (pentru persoane fizice identificate) | <input type="checkbox"/> Efectuați pseudonimizarea datelor și, dacă da, indicați tipul de pseudonimizare: _____
<input type="checkbox"/> Aveți implementate regulamentele pentru terți |
| <input type="checkbox"/> Efectuați protecția rețelelor interne împotriva (de exemplu, furnizorii de servicii IT) | <input type="checkbox"/> accesului neautorizat (de exemplu prin firewall-uri) |
| <input type="checkbox"/> Aveți implementate coduri de utilizator pentru date și programe pe toate dispozitivele utilizate pentru prelucrare | <input type="checkbox"/> Implementați și întrețineți scanere antivirus |
| <input type="checkbox"/> Implementați condiții de acces raportarea accesului (de exemplu, blocarea | <input type="checkbox"/> diferențiate Efectuați înregistrarea și parțială) |
| <input type="checkbox"/> Implementați măsuri de protecție pentru autorizat introducerea datelor în memorie, precum și pentru citirea, blocarea și ștergerea datelor stocate | <input type="checkbox"/> Efectuați autentificarea personalului |
| <input type="checkbox"/> Documentați accesul la aplicații (în special VPN introducerea, modificarea, ștergerea și | <input type="checkbox"/> Utilizați tehnologie distrugerea datelor) |
| <input type="checkbox"/> Țineți un jurnal de evenimente parole pe toate încercările de întrerupere | <input type="checkbox"/> (monitorizați Utilizați nume de utilizator și servicii IT) dispozitivele |
| <input type="checkbox"/> Înregistrați și analizați utilizarea fișierelor | <input type="checkbox"/> Utilizați sisteme de detecție a intruziunilor, sisteme anti-virus, firewall-uri hardware și software, precum și software de administrare a smartphone-urilor centrale (de exemplu, pentru ștergerea externă a datelor) |
| <input type="checkbox"/> După terminarea prelucrării, eliminați sau distrugeți toate datele și mijloacele electronice care contin date (de ex. hard diskuri, CD-uri, DVD-uri, stick-uri USB, benzi, discuri, | |

etc.) Măsurile / explicații suplimentare:

☐☐☐☐**3.4. Verificarea transmiterii datelor**

Ați implementat măsuri de filtrare (filtrul URL, atașamentelor de e-mail etc.)

Utilizați semnătură electronică filtrarea

Restricționați utilizarea mijloacelor de stocare externă (în special stick-uri USB, hard disc-uri carduri SD, copiatoare CD și DVD) persoane autorizate prin mijloace tehnice (de exemplu software pentru controlul interfeței sau dezactivarea completă a interfețelor)

Efectuați stocare securizată și transmiteți dispozitive de stocare date numai către externe,

☐

Monitorizați integralitatea și corectitudinea transferului de date (verificare de la început la final)

☐

Ne veți informa imediat în cazul detectării unei încălcări a datelor

☐

Efectuați transmiterea datelor în formă datelor în anonimă / pseudonimizată formă

☐

Efectuați stocarea / transmiterea criptată

☐

Efectuați înregistrarea destinatarilor, timpul de utilizare respectiv termenul de ștergere convenit

☐

Efectuați prelucrarea structurată a datelor (centralizată / descentralizată)

Măsurile / explicații suplimentare:

3.5. Verificarea intrării de date☐

Efectuați înregistrarea electronică a prelucrării datelor, în special utilizarea, ștergerea datelor (trasee de audit)

☐

Țineți o evidență a programelor de recuperare și transmitere modificarea și

☐

Efectuați înregistrarea electronică a utilizării instrumentelor de administrare modificarea și ștergerea datelor pe baza unui concept de autorizare

☐

Alocați drepturile privind introducerea, modificarea și ștergerea datelor pe baza unui concept de autorizare

☐

Efectuați în mod transparent introducerea, modificarea și ștergerea datelor utilizând

nume de utilizator
individuale (nu de grupuri de utilizatori)

Măsuri / explicații suplimentare:

☐ **3.6. Asigurarea disponibilității** ☐

☐ Ați implementat reguli de generare și rezervă în gestionare a copiilor de rezervă ☐ Efectuați depozitarea copiilor de afara departamentului IT, într-o locație sigură

☐ Mențineți actualizat software-ul utilizat și în exemplu, prin actualizări, corecții etc.) cazul unui nivel ridicat de utilizare ☐ (de Verificați rezistența sistemului IT, chiar

Ați implementat politici și proceduri interne de Ați amplasat serverul într-o cameră

☐ ☐

☐ ☐

☐ prelucrare a datelor, ghiduri, instrucțiuni de lucru, descrieri de procese și regulamente de programare și testare securizată separată sau într-un centru de date

Dispuneți de server secundar (de înlocuire) la Disăpuneți de un generator de energie în o altă locație decât serverul principal cazuri de urgență

Aveți sursă de alimentare neîntreruptibilă
Ați implementat proceduri de recuperare a datelor

Aveți sistem de Data mirroring/ Duplicarea datelor

Măsuri / explicații suplimentare:

3.7. Separarea datelor

- ☐ Efectuați separarea sistemului de producție și
☐ de testare

În ceea ce privește pseudonimizarea:
efectuați separarea fișierului de atribuire și
stocarea datelor într-un sistem IT securizat
separat

- ☐ Efectuați analiza drepturilor de acces la baze
☐ de date

Efectuați stocarea datelor operatorilor diferiți
în dispozitive separate de stocare (separări
fizice)

Măsurile / explicații suplimentare:

3.8. Evaluare ☐ Dețineți un mecanism de testare și evaluare regulată a eficacității măsurilor tehnice și organizatorice menționate mai sus, în vederea asigurării securității prelucrării de date cu caracter personal.

Frecvența testărilor este următoarea: în fiecare _____ lună/an.

4. Relația cu subcontractanții ☐ Sunteți

de acord să ne solicitați acordul

înaintea oricărei angajări a unui

subcontractant

*In caz că nu v-ați dat acordul de mai sus, bifați
în continuare ce vi se aplică:*

- ☐ Ne veți notifica cu privire la orice intenție de a ☐ În contractul dvs. cu subcontractantul sunt
modifica activitățile de prelucrare, dându-ne prevăzute penalități în caz de încălcare a
posibilitatea de a contesta astfel de modificări securității datelor
- ☐ Alegerea subcontractantului de către dvs. se ☐ Ne veți da dreptul să intervenim în mod direct
face în mod diligent, în special în ceea ce în relația dvs. cu subcontractantul, cu privire
securitatea datelor posibilitatea de a controla conformitatea
acestui privind protecția datelor
- ☐ Veți efectua auditul prealabil al măsurilor ☐ Ați verificat și constatat că angajații luați de
subcontractanți privind protecția subcontractantului au obligația de a respecta
datelor securitatea și confidențialitatea datelor
- ☐ Ați prevăzut în contractul cu ☐ Efectuați distrugerea datelor puse la subcontractantul că
trebuie să respecte dispoziția subcontractantului după încetarea aceleiași prevederi ca și dvs.
privind contractului
prelucrarea datelor noastre

☐ Efectuați

monitorizarea permanentă a
subcontractantului și a activității sale Măsuri /
explicații suplimentare:

☐ **5. Prelucrarea în afara teritoriului UE/ SEE (Spațiul Economic European)**

☐ Prelucrarea se efectuează numai în UE/SEE.

Prelucrarea se efectuează în afara unui stat membru al UE sau SEE de către mine,
persoană împuternicită de către operator. Țara/Țări:

☐ Unul (sau mai mulți) din subcontractanții mei efectuează prelucrarea datelor în afara unui
stat membru UE/SEE.

Țara/Țări:

Măsuri / explicații suplimentare:

6. Realizarea drepturilor persoanelor vizate

Garantați din punct de vedere tehnic și organizațional faptul că sunteți în măsură să facilitați realizarea
următoarelor drepturi ale persoanelor vizate cu privire la datele cu caracter personal pe care le prelucrați
în numele DEO:

Dreptul la acces (Art. 15 GDPR)

☐ Dreptul la rectificare (Art. 16 GDPR)

☐ Dreptul la ștergerea datelor (Art. 17 GDPR)

☐ Dreptul la restricționarea prelucrării (Art. 18 GDPR)

☐ Pagina 8/9

☐ 04-03-01_P01-F14_Chestionar de conformitate GDPR_rev01

Măsurile / explicații suplimentare:

☐☐**7. GDPR – cerințe specifice**

Țineți evidența/registru activităților de prelucrare conform Art. 30 (2) GDPR

Ați efectuat evaluarea impactului asupra protecției datelor conform Art. 35 GDPR pentru serviciile oferite

☐Implementați protecției datelor începând cu momentul conceperii și în mod implicit (*data protection by design/default*) pentru serviciile oferite (Art. 25)

Măsurile / explicații suplimentare:

8. Certificări și coduri de conduită☐

Ați obținut certificări conform DIN/ISO 9002 (dacă da, vă rugăm să trimiteți și toate documentele relevante)

☐

Ați obținut certificare printr-unul din mecanismele enumerate în registrul public al Comitetului european pentru protecția datelor (în conformitate cu articolul 43 alineatul (6) din GDPR) sau prin alt organism oficial de certificare (în conformitate cu Art. 43, alineatul (1) din GDPR)

☐

Ați aderat la un cod de conduită aprobat în sensul articolului 40 alineatul (2) litera (h) din GDPR

Măsurile / explicații suplimentare:

Vă rugăm să tipăriți prezentul chestionar și să ne furnizați o versiune semnată fie prin poștă, fie prin e-mail (scanare).

21.04.2021

Data

RĂZESCU GEORGHE

Persoana responsabilă (nume și prenume lizibil)

ADMINISTRATOR

Poziția în organizație

0730280623, rizescu@gmail.com

Telefon și e-mail



Semnătura persoanei responsabile

De la: Distribuție Energie Oltenia S.A.

Subiect: Notificare de confidențialitate: prelucrarea datelor cu caracter personal ale ofertanților (sau angajaților/colaboratorilor acestora) efectuate în cursul evaluării ofertelor depuse în derularea procedurilor de achiziții bunuri/servicii/lucrări.

- Aspecte introductive**
- Prezenta notificare vizează cu specificitate prelucrări de date cu caracter personal ale ofertanților persoane fizice și cele ale reprezentanților, angajaților și colaboratorilor ofertanților persoane juridice, care participa la procedurile de achiziție de bunuri/ servicii/ lucrări organizate de Distribuție Energie Oltenia S.A., societate administrată în sistem dualist, cu sediul în Craiova, str. Calea Severinului, nr. 97, parter, etajele 2, 3 și 4, Județul Dolj, înregistrată la Registrul Comerțului de pe la Tribunalul Dolj cu numărul J16/148/04.03.2002, având Cod Unic de Înregistrare (CUI) 14491102 („DEO”).
 - Prezenta notificare este emisă în temeiul Regulamentului general U.E. privind protecția datelor cu caracter personal 679/2016 („GDPR”).
 - Datele cu caracter personal sunt orice informație referitoare la o persoană fizică identificată sau identificabilă („persoana vizată”) direct sau indirect, în special prin referire la nume, cod numeric personal, date de localizare, identificatori online, factori de ordin fizic, fiziologic, genetic, psihic, economic, cultural sau social.

**Operatorul și
împuterniciții săi**

- DEO este operatorul datelor dumneavoastră cu caracter personal în contextul prelucrărilor de date pentru scopurile prezentate mai jos.
- Prelucrările de date menționate în această notificare nu implică transmiterea de date cu caracter personal către terți.
- Este posibil ca anumite prelucrări de date cu caracter personal în contextul realizării scopurilor de mai jos să se realizeze prin împuterniciți ai DEO în baza unor contracte care prevăd obligații de prelucrare în siguranță a datelor dumneavoastră și dreptul DEO de a verifica îndeplinirea acestor obligații.

Datele prelucrate

DEO poate prelucra pentru scopurile prezentate mai jos date cu caracter personal din următoarele categorii (categoriile exacte de date aferente fiecărei proceduri de achiziție fiind specificate în tabelele depuse de fiecare ofertant în cadrul respectivei proceduri):

- | | |
|--------------------|---|
| • Nume și prenume | • CNP |
| • Data de naștere | • Serie și număr act identitate |
| • Adresa | • Informații și certificate studii |
| • Număr de telefon | • Copii documente conținând date cu caracter personal |
| • Adresă de e-mail | • Certificat cazier judiciar |

**Scopul și modalitățile
prelucrării**

- DEO prelucreză date cu caracter personal din categoriile de mai sus în scopul evaluării ofertei depuse de ofertant în cadrul procedurii de achiziție de bunuri/servicii/lucrări la care ofertantul a ales sau a fost invitat să participe.
- DEO va prelucra de asemenea datele cu caracter personal din categoriile de mai sus în scopul derulării relației contractuale cu ofertantul declarat câștigător în urma respectivei proceduri și pentru rezolvarea contestațiilor și litigiilor inițiate de participanții declarați necâștigători.
- "Prelucrare" înseamnă orice operațiune sau set de operațiuni efectuate asupra

datelor cu caracter personal, cum ar fi colectarea, înregistrarea, organizarea, structurarea, stocarea, adaptarea sau modificarea, extragerea, consultarea, utilizarea, divulgarea prin transmitere, diseminarea sau punerea la dispoziție în orice alt mod, alinierea sau combinarea, restricționarea, ștergerea sau distrugerea. Modalitățile de prelucrare a datelor cu caracter personal în acest scop sunt: consultare și transmitere.

Garanții

DEO respectă obligațiile care îi revin în temeiul GDPR cu privire la prelucrările de date cu caracter personal pentru scopurile de mai sus, asigurându-se ca:

- Datele cu caracter personal sunt corecte și actualizate;
- Stocarea și distrugerea acestora la încetarea prelucrării se face în siguranță;
- Colectează/prelucrează doar datele absolut necesare;
- Aplică măsuri tehnice și organizatorice adecvate pentru protejarea datelor împotriva pierderii, utilizării abuzive, accesului neautorizat și divulgării.

Legalitatea prelucrării

DEO își întemeiază prelucrarea datelor dumneavoastră cu caracter personal pentru scopurile de mai sus pe următoarele temeiuri de legalitate:

- **Interesul legitim** al DEO în a asigura un nivel adecvat de evaluare a capacității ofertanților de bunuri/servicii/lucrări de a îndeplini obligațiile contractuale la care se vor angaja și de a-și apăra interesele în caz de litigii.
- **Contractul** care va rezulta sau care a rezultat între DEO și ofertantul câștigător.

Durata prelucrării

- DEO păstrează datele dumneavoastră cu caracter personal atât cât este în mod rezonabil necesar, în conformitate cu scopul acestei prelucrări sau conform obligațiilor legale aplicabile.

Drepturile dumneavoastră ca persoană vizată de activitățile de prelucrare

Acces	Dreptul de a primi informații despre datele cu caracter personal pe care le deținem despre dumneavoastră.
Rectificare	Dreptul de a corecta datele inexacte pe care le deținem despre dumneavoastră.
Ștergere	Dreptul de a cere ca datele pe care le deținem să fie șterse din evidențele noastre (dreptul de a fi uitat).
Restricționare	Dreptul de a cere restricționarea prelucrării datelor dumneavoastră.
Portabilitate	Dreptul de a solicita transferul datelor pe care le deținem despre dumneavoastră către o altă organizație.
Opoziție	Dreptul de a vă opune la anumite tipuri de prelucrare (ex. prelucrarea în scopuri ce țin de marketingul direct).
Decizii automate	Dreptul de a vă opune prelucrării care presupune luarea automată a deciziilor (ex. crearea de profiluri).
Petiționare	Dreptul de a sesiza autorități și instanțe de judecată.

Prelucrări ulterioare

În cazul în care DEO intenționează să prelucreze datele dumneavoastră cu caracter personal pentru un scop nou, care nu este acoperit de această notificare, vă va trimite, înainte de această prelucrare ulterioară, o nouă notificare care va explica această nouă utilizare.

Contact

- e-mail: dpo_deo@distributieoltenia.ro
- poșta: București, Bd. Ion Ionescu de la Brad nr. 2B, etaj 1, 013813, , Sector 1, România (menționați „În atenția DPO”)

*Pentru mai multe detalii legate de subiectul datelor cu caracter personal, vă rugăm
să vizitați secțiunea relevantă din cadrul website-ului www.distributieoltenia.ro.*

Conducerea Distribuție Energie Oltenia S.A.



RFRO10SS01-02064413

Client: SC SERG COMPANY SRL
Localitatea: TARGU JIU
Strada: PRIMAVERII, nr. 13, apart. 1
Judet: Gorj, cod postal 210147

Distributie Energie Oltenia S.A

societate administrata in sistem dualist
 cu sediul in Municipiul CRAIOVA str CALEA SEVERINULUI nr. 97,P,2,3,4
 Cod postal 200769 Județul Dolj
 Telefon/fax/: 0251215002/0251215004
 E-mail: distributie@distributieoltenia.ro
 LC :0051859468
 COER Târgu Jiu

Contract de realizare Studiu de solutie

Nr. 7600002492/03.12.2020

1. Părțile contractante

Între autoritatea contractanta **Distributie Energie Oltenia S.A** (COER Târgu Jiu), societate administrata in sistem dualist, cu sediul în Municipiul CRAIOVA strada CALEA SEVERINULUI nr. 97,P,2,3,4, telefon 0251215002, fax 0251215004, numar de inregistrare la Registrul Comerțului RO14491102, cod unic de inregistrare nr. J16/148/2002, cont RO89BRDE170SV1818985, deschis la Banca BRD - GROUPE SOCIETE, reprezentata prin **DIRECTOR DIRECTIE - MEMBRU DIRECTORAT ZOREL - CRISTINEL TITA, DIRECTOR DIRECTIE MIRON ALBA MANAGER DEPARTAMENT AURORA FLORENTINA RADUCANU** , în calitate de Operator de distribuție, denumit în continuare **Operator**,

și:

persoana juridică SC SERG COMPANY SRL cu sediul/domiciliu în localitatea TARGU JIU, județul/sectorul Gorj, str. PRIMAVERII, nr. 13, supliment adresa _____, bloc _____ scara _____ apartament 1 etaj 1 telefon nr. 0727868322, fax nr. _____, înregistrat(ă) la Oficiul Registrului și Comerțului cu numărul. J18/43/2018, CUI nr. RO24563532 cont nr. _____ deschis la Banca UNICREDIT, reprezentat(ă) prin TILOIU PETRISOR având funcția de ADMINISTRATOR și prin _____ având funcția de _____ în calitate de **solicitant de servicii de realizare SS**, denumit în continuare **Utilizator**, denumite în continuare **Părți**, s-a convenit încheierea prezentului contract, cu respectarea prevederilor de mai jos.

2. Obiectul contractului

2.1. Obiectul contractului îl constituie **realizarea studiului de solutie, în vederea stabilirii solutiei de alimentare a utilizatorului** la rețeaua electrică a **Operatorului** și avizarea acesteia în CTE – Distributie Energie Oltenia S.A.

2.2. Denumirea documentatiei:

RACORDAREA LA REȚEAUA ELECTRICA DE DISTRIBUTIE A CENTRALEI FOTOVOLTAICE CU
 P_i=15033,6 KW, LOCALITATEA TG-CARBUNESTI, SAT COJANI, JUDETUL GORJ

3. Prețul contractului

Prețul contractului pe care **Utilizatorul** sau persoana fizică/juridică împuternicită legal de către acesta să facă plata în numele utilizatorului, se obligă să îl achite **Operatorului** pentru realizarea documentatiei înscrisă la punctul 2.2 este egal cu tariful de realizare SS în valoare de 60470.90 lei cu TVA, din care TVA 9655.02 lei.

4. Intrarea în vigoare a contractului

Contractul intră în vigoare după depunerea de către utilizator la operator a comenzii ferme de realizarea studiului de solutie și a prezentului contract semnat de ambele **Părți** , respectiv la data de _____ .

5. Documentele contractului

Documentele contractului sunt, după caz:

- a) copie a comunicării scrise de la COER privind necesitatea întocmirii SS ;
- b) comanda fermă de întocmire documentație tehnică faza SS
- c) copie a certificatului de înregistrare la Registrul Comerțului sau alte autorizații legale de funcționare emise de autoritățile competente, dacă este cazul.
- d) cererea solicitantului pentru contractarea lucrărilor de către Operator cu un anumit proiectant, în cazul în care utilizatorul dorește realizarea studiului cu un anumit proiectant, atestat ANRE.

6. Norme

Realizarea documentației, în baza contractului, se va face cu respectarea normelor specifice de proiectare a rețelelor electrice.

7. Caracterul confidențial al contractului/confidențialitate

7.1. O **Parte** contractantă nu are dreptul, fără acordul scris al celeilalte **Părți**:

- a) de a face cunoscut contractul sau orice prevedere a acestuia, unei terțe **Părți**;
- b) de a utiliza informațiile și documentele obținute sau la care are acces în perioada de derulare a contractului, în alt scop decât acela de a-și îndeplini obligațiile contractuale.

7.2. Dezvăluirea oricărei informații față de persoanele implicate în îndeplinirea contractului se va face confidențial și se va extinde numai asupra acelor informații necesare în vederea îndeplinirii contractului.

7.3. O **Parte** contractantă va fi exonerată de răspunderea pentru dezvăluirea de informații referitoare la contract, după caz, dacă:

- a) informația era cunoscută **Părții** înainte ca ea să fi fost primită de la cealaltă **Parte**
- b) informația a fost dezvăluită după ce a fost obținut acordul scris al celeilalte **Părți** pentru asemenea dezvăluire;
- c) **Partea** contractantă a fost obligată în mod legal să dezvăluie informația.

7.4. Prevederile de la punctul 7.1 rămân valabile un număr de 10 ani după încetarea relațiilor contractuale.

8. Obligațiile operatorului

Operatorul are următoarele obligații:

- a) asigurarea documentației tehnico – economice faza: **Studiu de soluție**;
- b) achiziția serviciului de realizare a documentației tehnice (faza SS) se va face prin cerere de oferte/licitație/încredințare directă, conform reglementărilor în vigoare.
La cererea expresă, exprimată în scris de către Utilizator, proiectantul studiului de soluție este
*) SC ELPROCONS ELECTRIC SRL TG-JIU
- c) **termenul pentru realizarea documentației tehnico – economice faza: Studiu de soluție este de 60 zile calendaristice (cuprinzând și avizarea în CTE), de la data efectuării plății de către utilizator a valorii contractului de elaborare a studiului de soluție și încheierea contractului SS**
Termenul de elaborare al SS de la depunerea documentației complete și efectuării plății contractului de elaborare a studiului de soluție nu poate depăși 3 luni pentru racordarea la o U \geq 110 kV sau 30 de zile pentru racordarea la MT&JT.

9. Obligațiile Utilizatorului

Utilizatorul are următoarele obligații:

- a) efectuarea plăților către **Operator** în condițiile și la termenele stabilite la punctul 10 și 11

10. Modalități de plată

Părțile convin ca **Utilizatorul** să plătească tariful de racordare către **Operator**:

- a) într – o singură tranșă, în termen de maximum 5 zile lucrătoare de la încheierea contractului de realizare a Studiului de soluție.

11. Modificarea prețului contractului

11.1. Prețul contractului se modifică, dacă este cazul, în funcție de valoarea contractului de prestări servicii de proiectare, încheiat între Distribuție Energie Oltenia S.A și Proiectantul atestat, cu respectarea prevederilor legale.

11.2. Prețul modificat al contractului se reglementează între **Părți** prin acte adiționale, în care se stabilesc termenele și modalitățile de plată a diferențelor de către **Utilizator** sau de restituire a acestora de către **Operator**.

12. Începerea și sistarea lucrărilor, prelungirea duratei de execuție, finalizarea contractului

12.1. Lucrările de proiectare încep numai după achitarea de către Utilizator a tarifului de realizare SS integral, conform punctului 10 .

12.2. Dacă **Utilizatorul** nu achită integral valoarea tarifului de realizare SS la termenele prevăzute la pct.10 și 11 la contract, **Operatorul** este în drept să rezilieze prezentul contract unilateral.

12.3. **Părțile** pot stabili de comun acord, prin acte adiționale, prelungirea perioadei de realizare a documentației sau a oricărei faze a acesteia, în cazul în care, din cauze ce nu se datorează Operatorului, se ajunge la întârzieri în realizarea acesteia. Prolungirea termenelor nu va depăși termenele stabilite prin Ordinul 59/2013_Regulament de racordarea utilizatorilor la rețele electrice de interes public.

12.4. Contractul se consideră terminat numai după avizarea în CTE a Distribuție Energie Oltenia S.A a documentației tehnice faza SS și emiterea avizului CTE favorabil .

13. Forța majoră.

13.1. Forța majoră este constatată de o autoritate competentă.

Forța majoră exonerează Părțile contractante de îndeplinirea obligațiilor asumate prin prezentul contract, pe toată perioada în care aceasta acționează.

13.2. Îndeplinirea contractului va fi suspendată în perioada de acțiune a forței majore, dar fără a prejudicia drepturile ce li se cuveneau Părților până la apariția acesteia.

13.3. **Partea** care invocă forța majoră trebuie să notifice acest lucru în scris celeilalte **părți**, complet, în decurs de 48 de ore de la apariția acesteia, apreciind și perioada în care urmările ei încetează, cu confirmarea autorității competente de la locul producerii evenimentului ce constituie forța majoră și certificarea ei de către Camera de Comerț și Industrie.

Partea care invocă forța majoră va lua toate măsurile care îi stau la dispoziție în vederea limitării consecințelor. Neîndeplinirea obligației de comunicare a forței majore nu înlătură efectul exonerator de răspundere al acesteia, dar antrenează obligația **părții** care trebuia să o comunice de a repara pagubele cauzate **părții** contractante prin faptul necomunicării.

13.4. Dacă forța majoră acționează sau se estimează că va acționa o perioadă mai mare de 12 luni, fiecare **Parte** va avea dreptul să notifice celeilalte **Părți** încetarea deplin drept a prezentului contract, fără ca vreuna din **Părți** să poată pretinde celeilalte daune – interese.

14.Rezilierea contractului.

14.1. Nerespectarea obligațiilor asumate prin prezentul contract de către una dintre **Părți** dă dreptul **Părții** lezate de a cere rezilierea contractului și de a pretinde plata de daune – interese.

Partea lezată va solicita, în scris, celeilalte **Părți**, rezilierea contractului, cu cel puțin 15 zile înainte de data rezilierii contractului.

14.2. În cazul rezilierii contractului la cererea scrisă a **Utilizatorului, Operatorul** va întocmi, în termen de 15 zile de la primirea solicitării, situația de prestări servicii executate și se vor stabili sumele care trebuie reținute din tariful achitat precum și daunele care trebuie suportate de partea vinovată de rezilierea contractului.

14.3. Contractul se reziliază de drept în cazul în care aprobările de amplasament sau de construcție a imobilului ce urmează a fi racordat la rețeaua electrică și care au stat la baza încheierii contractului sunt anulate de către organele administrației publice locale sau alte organe abilitate ale statului.

14.4. Contravaloarea serviciilor prestate total sau parțial până la momentul rezilierii contractului nu se vor restitui **Utilizatorului** ; se vor returna acestuia doar sumele neutilizate la serviciile prestate.

14.5 Contractul se reziliaza de drept in cazul in care utilizatorul intarzie cu mai mult de 30 de zile efectuarea platilor peste termenul prevazut la art. 10.

15.Penalități

15.1. În cazul în care, din vina sa exclusivă, **Operatorul** nu reușește să își îndeplinească obligațiile asumate prin contract, **Operatorul** are obligația de a plăti, ca penalități, o sumă echivalentă cu o cotă procentuală de 0,05 % din prețul contractului, pentru fiecare zi de întârziere, până la îndeplinirea efectivă a obligațiilor aferente asumate.

15.2. În cazul în care **Utilizatorul** nu execută plățile către **Operator** în conformitate cu prevederile punctului 10. **Utilizatorul** are obligația de a plăti, ca penalități, o sumă echivalentă cu o cotă procentuală de 0,05 % din pretul contractului conform prevederilor mai sus amintite, pentru fiecare zi de întârziere, până la îndeplinirea efectivă a obligațiilor aferente asumate.

16.Soluționarea litigiilor

16.1. Părțile vor face toate demersurile pentru a rezolva pe cale amiabilă, prin tratative directe, orice neînțelegere sau dispută care se poate ivi între ele în cadrul sau în legătură cu îndeplinirea contractului.

16.2. În cazul în care, după 15 zile de la începerea acestor tratative, **Părțile** contractante nu reușesc să rezolve în mod amiabil o divergență contractuală, fiecare poate solicita ca disputa să se soluționeze de către instanța judecătorească competentă.

17.Limba care guverneaza contractul.

Limba care guvernează contractul este limba română.

18.Comunicări.

18.1. Orice comunicare între **Părți**, referitoare la îndeplinirea prezentului contract, trebuie să fie transmisă în scris; documentele scrise trebuie înregistrate atât în momentul transmiterii cât și în momentul primirii.

18.2. Comunicările între **Părți** se pot face și prin telefon, fax sau e-mail, cu condiția confirmării în scris a primirii comunicării.

19.Legea aplicabilă contractului.

Contractul va fi interpretat conform legilor din România.

20. Alte clauze

Prezentul contract s-a încheiat astăzi 03.12.2020 în 2 (două) exemplare, deopotrivă originale, din care unul pentru **Utilizator** și unul pentru **Operator**.

Operator

DISTRIBUTIE ENERGIE OLTENIA S.A.

**DIRECTOR DIRECTIE - MEMBRU DIRECTORAT
DIRECTIA ADMINISTRATIV FINANCIARA
ZOREL - CRISTINEL TITA**



**DIRECTOR DIRECTIE
DIRECTIA STRATEGIE SI DEZVOLTARE ACTIVE
MIRON ALBA**

**MANAGER DEPARTAMENT
DEPARTAMENT EXTINDERE RETELEI
AURORA FLORENTINA RADUCANU**

Utilizator

SC SERG COMPANY SRL



Factură fiscală seria AD nr 1110051175 din 03.12.2020

Data scadență: 03.12.2020

DISTRIBUTIE ENERGIE OLTENIA S.A.

Societate administrată în sistem dualist

Adresa : Str. CALEA SEVERINULUI nr. 97,P,2,3,4, CRAIOVA, jud. Dolj, CP. 200769

CIF : RO14491102 nr. inreg. Reg.Com. J16/148/2002

Capital social subscris și vărsat 592.929.558,01 lei

Cod IBAN RO89BRDE170SV18189851700 BRD - GROUPE SOCIETE GENERALE S.A.

Cod IBAN RO71TREZ2915069XXX001159 TREZ - TREZORERIA STATULUI

Cod IBAN RO96CITI0000000824759006 CITIBANK Europe PLC

Dublin - Sucursala Romania

Prin Agenția/Sucursala/CRC

Distributie Energie Oltenia
2020.12.03 13:51:59 EET
Craiova

Autentificarea și Autorizarea documentelor electronice și ieșirilor press.

Dist: 0709

Client: SC SERG COMPANY SRL

Localitatea: TARGU JIU

Strada: PRIMAVERII, nr. 13, apart. 1

Judet: Gorj, cod postal 210147

UTIL - MODALITAȚI DE CONTACT

- Telefonice, apelând Info Tel la numerele: 0251 408 006, 0251 408 007, 0251 408 008
 - Prin e-mail, la adresa distributie@distributieoltenia.ro;
 - Personal în Centrele de Relații cu Clienții;
 - Prin Poștă la adresa: Str.Depozitelor, nr.2, Tg-Jiu, jud.Gorj, cod poștal 210238;
 - Prin fax, la numerele: 0251 216 471 și 0372 526 471.
- Nr. Comandă: 1015949386
Loc consum: 0051859468
Acord: GJ311

Client SC SERG COMPANY SRL

Adresa PRIMAVERII, Nr. 13

Localitatea TARGU JIU județul/sectorul Gorj

Cod poștal 210147

CIF/CUI/CNP RO24563532

Nr.Ord.Reg.comert : J18/43/2018

Cont

Bancă UNICREDIT

Cod client 91442541

Cod (furnizor)

ID factură 1110051175

Monedă document: lei

NrC	Pozitie	Descriere	UM	Cantitate	PretUnitar (fara TVA)	Valoare (fara TVA)	Cota TVA	Valoare TVA
1	S0008163	Serv. punere la disp. a datelor proiect.	UA	1,000	606,4200	606,42	19%	115,22
2	S0008566	TARIF COMISIE TEHNICO EC.GR.INALT DIFIC.	Buc	1,000	1.479,4600	1.479,46	19%	281,10
3	S0008545	SERVICII PROIECTARE - SS MT&JT SMP CONS	UA	1,000	48.730,0000	48.730,00	19%	9.258,70
Total						50.815,88		9.655,02
Total factura curenta						60.470,90		

AVIZ DE PLATA

	lei
Sold anterior neachitat	0,00
Total factura curenta	60 470,90
Suma de plata la data facturii curente	60 470,90

Cod Client	Nume client	Valoare de plata (lei)
0091442541	SC SERG COMPANY SRL	60 470,90



914425411141005117510006047090

Lista Tranzactii

08.02.2021 16:17:33

Cont	RO60 BACX 0000 0016 0925 3002 - RON, CA/PARTENER/MAIN
Titular de cont	SERG COMPANY SRL
Data inregistrarii	08.02.2021
Data valutei	08.02.2021
Valoare	-60.470,90 RON
Codul bancii partener	BRDE
Numele Bancii Partener	BANCA ROMANA PENTRU DEZVOLTARE
Numar de cont partener	RO89BRDE170SV18189851700
Order No.	1
Beneficiar	DISTRIBUTIE ENERGIE OLTENIA SA
Detalii beneficiar	91442541 1110051175 TAXA STUDIU SOLUTIE
Cod Fiscal / CNP	14491102
Titlul platii	+IZV 00269867450
Numar de referinta	269867450
End-to-End ID	1
Remittance Information	91442541 1110051175 TAXA STUDIU SOLUTIE
Payment Type	PAYM
Data solicitată procesare	08.02.2021

DISTRIBUTIE ENERGIE OLTENIA SA
"societate administrata in sistem dualist"

COER TG. JIU

Nr. inreg.: 60038715393 / 12.04.2021

DOMNULE DIRECTOR

Subsemnatul **TILOIU PETRISOR**, cu domiciliul in localitatea **TG. JIU** str. **PRIMAVERII**, nr.13, bl....sc.....,apt..... jud. **GORJ**, telefon*: **0727868322**, fax*..... avand C.I. seria **GZ**, nr. **451224**, C.N.P. **1680305182787**, reprezentant al **SC SERG COMPANY SRL**, cu sediul in loc. **TG. JIU** str. **PRIMAVERII**, nr. **13**, bl.....sc.....apt..... telefon* **0727868322**, fax*..... nr. de inregistrare in Registrul Comertului **J18/43/2008**, Cod Unic de Inregistrare **RO24563532**, avand contul nr. **RO60BACX000001609253002**, deschis la **UNICREDIT BANK TG. JIU**, va rog sa -mi aprobatii emiterea/actualizarea Avizului tehnic de racordare privind racordarea la rețeaua de distributie in vederea alimentarii cu energie electrica a unei centralei electrice : **CENTRALA FOTOVOLTAICA COJANI 2** (se va indica tipul centralei: fotovoltaice, eoliene, hidro, etc), situata in localitatea **TG. CARBUNESTI**, sat **COJANI**, nr.....,bl.....sc.....ap.....telefon* **0727868322**, fax*..... judetul **GORJ**, avand ca obiect de activitate : **PRODUCERE ENERGIE ELECTRICA**

Adresa de corespondenta: loc. **TG. JIU**, str. **PRIMAVERII**, nr. **13**, bl....., sc..... ap....., județul **GORJ**, telefon* : **0727868322**, fax*.....

Solicat :

- Realizarea unui racord electric, pentru:
 - o instalație de producere a energiei electrice cu puterea totala instalata,
Pi = 15006kW si o putere debitata,
Pd= 15006kW, din care serviciile interne
S.I. = 3075kW
 - o instalatie de utilizare cu puterea instalata,
Pi_{utilizare} = 3200kW si o putere absorbita pentru consum,
Pabs = 3075kW

(conform chestionarului energetic si listei de receptoare anexate);

- Data estimată pentru racordarea locului de producere:
- Eventuale indicații/informații/opțiuni privind stabilirea grupului de măsurare a energiei electrice evacuate LA 20kV IN CELULE DE MASURA DIN PC, AFERENTE RACORDURILOR IN LEA 20kV EXISTENTE
- 1. Anexez la prezenta cerere urmatoarele documente :
 - a) datele tehnice si energetice caracteristice locului de producere al utilizatorului (Chestionar energetic, anexa chestionar, sa), conform reglementărilor în vigoare la data depunerii cererii de racordare, aprobate de autoritatea competentă;
 - b) certificatul de urbanism în termen de valabilitate, în copie;
 - c) planul de situatie la scară, cu amplasarea în zonă a locului de producere, vizat de emitentul certificatului de urbanism, ca anexă la acesta, pentru construcțiile noi sau pentru construcțiile existente care se modifică, în copie.
 - d) Planul urbanistic zonal (PUZ) aprobat sau Planul urbanistic de detaliu (PUD)

aprobat, daca acesta a fost solicitat prin certificatul de urbanism, în copie;

- e) copia certificatului de înregistrare la registrul comerțului sau a altor autorizații legale de funcționare emise de autoritățile competente;
 - f) actul de proprietate sau orice alt înscris care atestă dreptul de folosință asupra terenului, incintei ori clădirii în care se constituie locul de producere sau de consum pentru care se solicită racordarea, în copie. În cazul spațiilor închiriate, este necesar și acordul notarial al proprietarului pentru executarea de lucrări în instalațiile electrice;
 - g) autorizația de construire a obiectivului, în termen de valabilitate, în copie, în situația în care se solicită racordarea unei organizări de șantier pentru realizarea acestuia;
 - h) descrierea modificărilor de natură tehnică față de situația anterioară, în cazurile modificărilor fara spor de putere**;
 - i) în copie, actele doveditoare ale modificării de natura administrativă (Schimbare denumire sau schimbare titular);**
 - j) expunerea problemei a cărei rezolvare impune modificarea instalației de racordare și documente care să susțină această cerere.**
 - k) declarația pe proprie răspundere a prosumatorului persoană fizică din care să rezulte că acesta accesează/nu accesează programul privind instalarea sistemelor fotovoltaice pentru producerea de energie electrică în vederea acoperirii necesarului de consum și livrării surplusului în rețeaua națională derulat prin Administrația Fondului pentru Mediu.
 - l) Declarație pe proprie răspundere a prosumatorului persoană fizică/juridică din care să rezulte că în instalația de utilizare se va monta/nu se va monta o instalație un sistem de stocare a energiei electrice produse din surse regenerabile care poate fi alimentat cu energie electrică din rețeaua electrică.
2. Sunt de acord cu accesul pentru executia si intretinerea instalatiei de racordare precum si cu incheierea unei conventii notariale privind ocuparea si traversarea instalatiei de racordare pe terenul proprietate personala, daca este cazul.
3. Ma angajez ca în cazul în care voi executa o extindere a obiectivului declarat, cu depasirea puterii evacuate, aprobate de Distribuție Energie Oltenia SA, să depun o nouă cerere privind actualizarea avizului tehnic de racordare, în acest sens.

Alte precizări: SE SOLICITA RACORDAREA IN CELE 3 LEA 20kV EXISTENTE LANGA AMPLASAMENTUL CEF COJANI 2. CEF COJANI 2 VA FI ECHIPATA CU UNITATI DE STOCARE/CONSUM ENERGIE AVAND CAPACITATEA DE 3MW/12MWh, RACORDATE IN 2 LEA 20kV EXISTENTE LANGA AMPLASAMENT, PRIN PC 20kV AFERENTE INSTALATIEI DE RACORDARE LA RED

Declar pe propria raspundere ca datele din documentele prezentate în copie, anexate cererii, sunt în conformitate cu originalele

Data: **12.04.2021**

Semnatura



*) Pentru comunicarea rapidă cu utilizatorul privind solicitarea de clarificari, completare documentatie, etc, se va solicita nr. Tel/Fax unde poate fi contactat

**) Pentru loc de producere existent

OBSERVATIE) In conformitate cu cu articolul nr. 27, aliniatul (1) din ordinul ANRE nr.59/2013, modificat cu ordinul ANRE nr. 63/2014, in cazul nerespectarii normelor tehnice privind delimitarea zonelor de protectie si de siguranta aferente capacitatilor energetice, este necesar obtinerea avizului de amplasament favorabil de la operatorul de retea.

Prezenta cerere va fi obligatoriu insotita de Anexa nr.1: 01-03-01 P03-F13 Date tehnice grup productie.

DATE TEHNICE GRUP PRODUCERE

Puterea aprobata:

	kVA	kW
Puterea maxima simultana ce poate fi evacuata	15006	15006
Puterea maxima simultana ce poate fi absorbita din retea	3083,33	3075

- Generatoare asincrone si sincrone:

Nr. crt	Tip Generator (As, S)	Tip GG (T,H,E)	Un/ GG (V)	Pn/ GG (kW)	Sn/ GG (kW)	Nr. GG	Pi total (kW)	Pmax produsa de GG (kW)	Pmin Produsa de GG (kW)	Qmax (kVAr)	Qmin (kVAr)	Observatii
1												
2												
3												
4												
Total												

Nota:

GG – Grup Generator

As – Asincron

S – Sincron

T – Termo

H – Hidro

E – Eolian

Pmin = Putere activa minima

Qmin = Putere reactiva minima.

Un = tensiune nominala la borne

Sn = putere aparenta nominala

Pmax = Putere activa maxima

Qmax = Putere reactiva maxima

Pn = Putere activa nominala

Pi = Putere activa instalata

Mijloace de compensare a energiei reactive:

Tip echipament de compensare	Qn (kVAr)	Qmin (kVAr)	Qmax (kVAr)	Nr. trepte*	Observatii
1					
2					
3					
4					

* Se completeaza daca tipul de echipament de compensare utilizat are reglaj in trepte

Nota:

Qn – Putere reactiva nominala

Qmin – Putere reactiva minima

Qmax = Putere reactiva maxima

Module generatoare de tip fotovoltaic:

Nr. crt	Nr. panouri	Tip panou	Pi panou (c.c.) (kW)	Pi total panouri (c.c.) (kW)	Pmax debitat de panouri (c.c.) (kW)	Capacitate baterii acumulatori*) (Ah)	Pi total panouri pe 1 inverter (c.c.) (kW)	Observatii
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	31900	LG bifacial	0,405	12919,5	12919,5	-	89,1	-
TOTAL:				12919,5	12919,5	-	89,1	-

INVERTOARE

Nr. crt	Nr. invertere	Tipul inverterelor	Un inverter (c.q.) (kV)	Pi inverter (c.a.) (kW)	Capacitate de stocare (Ah)	Pmax inverter (c.a.) (kW)	Pmax centrala formata din module generatoare (kW)	Observatii
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	145	Solar Edge SE82.8K	0,4	82,8	17280 12MWh	82,8	12006	-
TOTAL:					17280 12MWh	12006	12006	-

Instalatie de Stocare(IS):

Nr. crt.	Tip IS	Pi IS (kW)	Pmax. evac. IS(kW)	Pmax. Abs. IS (kW)	Capacitate max. totala stocata de IS(Ah)	Observatii
1	2	3	4	5	6	7
1	Enerox FB 500	3000	3000	3000	17280	-

Nr. crt.	Nr. de elemente de stocare (buc)	Pi/element de stocare (kW)	Capacitatea max/element de stocare (Ah)	Qmax evac in reg de incarcare (kVAr)	Qmax abs in reg de incarcare (kVAr)	Qmax evac in reg de descarcare (kVAr)	Qmax abs in reg de descarcare (kVAr)	Obs
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	6	500	2880	1113,55	1113,55	1113,55	1113,55	-

Pinstalata servicii interne = 3275kW.

Pabs servicii interne = 3075kW.

Nota:

Panou = panou fotovoltaic

Pi = putere activa instalata

c.c. = curent continuu

Pmax = putere activa maxima

c.a. = curent alternativ

Un = tensiune nominala

Qn = putere reactiva nominala

Qmin = Putere reactiva minima

Qmax = Putere reactiva maxima.

CRC

C H E S T I O N A R E N E R G E T I C

pentru obținere aviz tehnic de racordare – **Producatori** –

1. Date de identificare a utilizatorului și a consultantului de specialitate

1.1. Denumirea societății comerciale (cu specificarea modului legal de organizare : S.R.L.,S.C.,etc) **S.C. SERG COMPANY S.R.L.**, Adresa: **MUN. TG. JIU, STR. PRIMAVERII, NR. 13**, Cod fiscal nr..... **RO2456353**, reprezentată prin **TILOIU PETRISOR**, Telefon: **0727868322**, Fax*....., având BI—/ CI seria ...**GZ**..nr. **451224**, CNP **1680305182787**, persoana împuternicită să reprezinte producatorul , act. împuternicire..... , vă rog să aprobați eliberarea avizului de racordare pentru racordarea la rețeaua electrică a locului de producere/consum intern având denumirea :..... aflat în localitateastr., nr. .. cu destinația (producție, comerț, servicii, alte activitati)

1.2. Consultant de specialitate (persoană autorizată pentru consultanță tehnică):

- nume, nr/data act autorizare,
emis de adresa , telefon

2. Date generale asupra obiectivului pentru care se solicită avizul tehnic de racordare

2.1 Denumirea obiectivului (locului de producere/consum intern)

CENTRALA FOTOVOLTAICA COJANI 2

2.2 Adresa (se anexează plan de încadrare în zonă) **ORAS TG. CARBUNESTI, SAT COJANI, JUDET GORJ.**

2.3 Specificul activității(producție/comerț/servicii): ...**PRODUCTIE ENERGIE ELECTRICA**... modul de lucru (nr.de schimburi, zile lucrătoare săptămânal): **3 SCHIMBURI, 7ZILE/SAPTAMANA.**

2.4 Data prevăzută pentru punerea în funcțiune a obiectivului:**2021**...

2.5 Felul în care obiectivul este racordat în prezent (schemă, caracteristici, căi de alimentare și modul în care se face măsura energiei)**

2.6 Descrierea modificărilor de natură tehnică față de situația anterioară, dacă este cazul**.....

2.7 Expunerea problemei a cărei rezolvare impune modificarea instalației de racordare și documente care să susțină această cerere, dacă este cazul **

2.8 . Descrierea modificărilor de natură administrativă, față de situația anterioară, dacă este cazul**.....

Se anexează copie după avizul de racordare obținut anterior

3. Date energetice :

3.1. Durata maximă de restabilire a alimentării cu energie electrică acceptată de producator/SI**CONFORM STANDARD DE PERFORMANTA**.....

3.2. Date privind cel mai mare motor (tip, mod de pornire, caracteristici de functionare , etc).....

3.3. Precizări privind sursele de alimentare proprii ale utilizatorului (tip, putere, timp de pornire, durata maximă de funcționare, etc.) ...**UNITATI DE STOCARE IN BATERII DE ACUMULATOARE CU BATERII CU ELECTROLIT VANADIU, CAPACITATE 3MW/12MWh**

3.4 Factorul de putere mediu la care va funcționa Centrala/SI : **CONFORM ORDIN ANRE 208/2018**

3.5. Detalii privind receptoarele , caracteristicile acestora , regimul de funcționare , puteri instalate și absorbite , etc .

4. **Alte informații** privind producatorul (activitatea acestuia , elementele energetice ale instalațiilor generatoare și receptoarelor, condiții de funcționare, etc.) care se consideră necesare pentru definitivarea și caracterizarea punctului de producere/consum intern și care să permită o analiză completă din punct de vedere energetic

.....
.....
*) Pentru comunicarea rapidă cu utilizatorul privind solicitarea de clarificari, completare documentatie, etc, se va solicita nr. Tel/Fax unde poate fi contactat

**) Punctul 2.5., 2.6.,2.7.si 2.8. se completează numai pentru obiectivele existente pentru care se solicită. dezvoltare/separare cu spor de putere, modificare tehnica/administrativa fara spor de putere , etc.

Data: **12.04.2021**

Utilizator:
SC SERG COMPANY SRL



Consultant:

ANEXĂ la chestionarul pentru obținerea avizului tehnic de racordare producator

Descrierea datelor	Unitatea de măsură/Formatul informației	Categoria datelor
Punctul de racordare la rețea	20kV/ schemă	S, D, R
Condițiile standard de mediu pentru care au fost determinate datele tehnice*	Text	D, R
Tensiunea nominală în punctul de racordare/delimitare, după caz	20kV	S, D, R
Puterea nominală aparentă a unității generatoare	15006kVA	S, D, R
Puterea activă nominală produsă la bornele unității generatoare	15006kW	S, D, R
Tensiunea nominală a unității generatoare	20kV	S, D, R
Frecvența maximă/minimă de funcționare la parametri nominali	50Hz	S, D, R
Date generale pentru centrala din module generatoare		
Puterea neta produsă	14860kW	S, D, R
Puterea reactivă maximă la borne	6540,96kVAr	S, D, R
Puterea reactivă minimă la borne	-6540,96kVAr	S, D, R
Diagrama de capacitate P-Q	Date în format grafic	D, R
Diagrama de variație a datelor tehnice în funcție de abaterile față de condițiile standard de mediu*	Diagramă	R
Funcțiile de protecție interne		D
Capabilitatea de trecere peste defect LVRT **	Diagramă	S, D, R
Date pentru module generatoare de tip fotovoltaic (după caz)		
Numărul de panouri fotovoltaice	31900	S
Tipul panourilor fotovoltaice	LG 405W BiFaciale	D
Puterea nominală a panoului fotovoltaic (c.c.)	0,405kW	S
Puterea maximă a panoului fotovoltaic (c.c.)	0,405kW	S
Date pentru invertore		
Numărul de invertore	145	S
Tipul invertorului	SE82.8K	S
Invertor de tip hibrid	Da/Nu	
Certificatele de tip pentru invertore, însoțite de rezultatele testelor efectuate de laboratoare recunoscute pe plan european pentru variații de frecvență, de tensiune și trecere peste defect*	Certificate	D
Puterea nominală de intrare (c.c.)	82,8kW	S
Puterea maximă de intrare recomandată (c.c.)	111,75kW	S
Domeniul de tensiune de intrare (c.c.)	750V	S
Tensiunea maximă de intrare (c.c.)	1000V	S
Curentul maxim de intrare (c.c.)	120A	S
Puterea activă nominală de ieșire (c.a.)	82,8kW	S
Puterea activă maximă de ieșire (c.a.)	82,8kW	S
Puterea reactivă nominală de ieșire (c.a.)	- kVAr	S
Tensiunea nominală de ieșire (c.a.)	400/230V, kV	S
Curentul nominal de ieșire (c.a.)	120A	S
Domeniul de frecvență	50Hz	S
Domeniul de reglaj al factorului de putere		D
Consumul propriu maxim (c.a.)	W	D

Consumul pe timp de noapte (c.a.)	W	D
Protecțiile conținute de inverter	Utility Monitoring, Islanding Protection, Configurable Power Factor, Country Configurable Thresholds	D
Date pentru module generatoare de tip fotovoltaic (după caz)		
Numărul de panouri fotovoltaice	31900	S
Tipul panourilor fotovoltaice	LG 405W bifaciale	D
Puterea nominală a panoului fotovoltaic (c.c.)	0,405kW	S
Puterea maximă a panoului fotovoltaic (c.c.)	0,405kW	S
Date pentru invertoare		
Numărul de invertoare	145	S
Tipul inverterului	SE82.8K	S
Inverter de tip hibrid	Da/Nu	
CertIFICATELE de tip pentru invertoare, însoțite de rezultatele testelor efectuate de laboratoare recunoscute pe plan european pentru variații de frecvență, de tensiune și trecere peste defect*	Certificate	D
Puterea nominală de intrare (c.c.)	82,8kW	S
Puterea maximă de intrare recomandată (c.c.)	111,75kW	S
Domeniul de tensiune de intrare (c.c.)	750V	S
Tensiunea maximă de intrare (c.c.)	1000V	S
Curentul maxim de intrare (c.c.)	120A	S
Puterea activă nominală de ieșire (c.a.)	82,8kW	S
Puterea activă maximă de ieșire (c.a.)	82,8kW	S
Puterea reactivă nominală de ieșire (c.a.)	- kVAr	S
Tensiunea nominală de ieșire (c.a.)	400/230V, kV	S
Curentul nominal de ieșire (c.a.)	120A	S
Domeniul de frecvență	50Hz	S
Domeniul de reglaj al factorului de putere	1/0	D
Consumul propriu maxim (c.a.)	W	D
Consumul pe timp de noapte (c.a.)	W	D
Protecțiile conținute de inverter	Utility Monitoring, Islanding Protection, Configurable Power Factor, Country Configurable Thresholds	D
Date generale pentru module generatoare – Instalatia de Stocare(IS)		
Puterea nominală aparentă	3200kVA	S, D, R
Factor de putere nominal ($\cos \varphi_n$)	1 / 0.0 overexcited to 0.0 underexcited	S, D, R
Putere netă	2,97MW	S, D, R
Puterea activă nominală produsă la borne	3MW	S, D, R
Puterea activă maximă produsă la borne	3MW	S, D, R
Tensiunea nominală	337 V / 287 V to 404 V	S, D, R
Frecvența maximă/minimă de funcționare la parametri nominali	50 Hz / 47 Hz to 53 Hz	S, D, R
Puterea reactivă maximă la borne	1113,55MVar	S, D, R
Putere reactivă minimă la borne	1113,55MVar	S, D, R
Diagrama de capacitate P-Q	Date în format grafic	D, R
Diagrama de variație a datelor tehnice în funcție de abaterile față de condițiile standard de mediu*	Diagramă	R

Funcțiile de protecție interne		D
Capabilitatea de trecere peste defect LVRT **	Diagramă	S, D, R
Date pentru invertoare		
Numărul de invertoare	2	S
Tipul inverterului	SMA SCS 1900	S
Invertor de tip hibrid	Da/Nu	
CertIFICATELE de tip pentru invertoare, însoțite de rezultatele testelor efectuate de laboratoare recunoscute pe plan european pentru variații de frecvență, de tensiune și trecere peste defect*	Certificate	D
Puterea nominală aparentă	1900 kVA / 1710 kVA(at 25°C / at 50°C)	S
Factor de putere nominal ($\cos \varphi_n$)	1 / 0.0 overexcited to 0.0 underexcited	S
Putere netă	1,487MW	S
Puterea activă nominală produsă la borne	1,5MW	S
Puterea activă maximă produsă la borne	1,5MW	S
Tensiunea nominală	337 V / 287 V to 404 V	S
Frecvența maximă/minimă de funcționare la parametri nominali	50 Hz / 47 Hz to 53 Hz	S
Puterea reactivă maximă la borne	556,775MVar	S
Putere reactivă minimă la borne	556,775MVar	S
Putere activă minimă produsă	1727MW	S
Protecțiile conținute de inverter		D
Parametrii de calitate ai energiei electrice		
Numărul maxim de variații ale puterii ($\Delta S/S_{sc}$) pe minut		S
Valoarea maximă pentru variațiile rapide de tensiune	+/-10%V, kV	S
Factorul total de distorsiune de curent electric	<3	S
Armonicele de curent electric (până la armonica 50)	<1,5	S
Factorul total de distorsiune de tensiune	<3	S
Armonicele de tensiune (până la armonica 50)	<1,5	S
Date pentru module generatoare de tip eolian (după caz)		
Tipul unității eoliene (cu ax orizontal/vertical)	Descriere	S, R
Diametrul rotorului	m	S, R
Înălțimea axului rotorului	m	S, R
Sistemul de comandă a palelor (pitch/stall)	Text	S, R
Sistemul de comandă a vitezei (fix/cu două viteze/variabil)	Text	S, R
Tipul de generator	Descriere	S, R
CertIFICATELE de tip, însoțite de rezultatele testelor efectuate de laboratoare recunoscute pe plan european pentru variații de frecvență, de tensiune și trecere peste defect*	certificate	D
Tipul de convertor de frecvență și parametri nominali	kW	S, R
Viteza de variație a puterii active	MW/min	S, R
Curentul nominal	A	S, R
Tensiunea nominală	V	S, R
Viteza vântului de pornire	m/s	S, R

Viteza vântului (corespunzătoare puterii nominale)	m/s	S, R
Viteza vântului de deconectare	m/s	S, R
Variația puterii generate cu viteza vântului	Tabel	S, R
Parametrii de calitate ai energiei electrice		
Coeficientul de flicker la funcționare continuă		S
Factorul treaptă de flicker pentru operații de comutare		S
Factorul de variație a tensiunii		S
Numărul maxim de operații de comutare la interval de 10 minute		S
Date generator sincron din componența centralelor cu cogenerare (după caz)		
Puterea activă maximă produsă la borne	MW	S, D, R
Puterea activă minimă produsă	MW	S, D, R
Puterea reactivă maximă la borne*	Mvar	S, D, R
Puterea reactivă minimă la borne*	Mvar	S, D, R
Tensiunea nominală	kV	S, D, R
Frecvența maximă/minimă de funcționare la parametri nominali	Hz	S, D, R
Constanta de inerție a turbogeneratorului (H)* sau momentul de inerție (GD ²)*	MWs/MVA	D, R
Turația nominală*	rpm	D, R
Raportul de scurtcircuit*		D, R
Curent statoric nominal*	A	D, R
Reactanțe saturate și nesaturate		
Reactanța nominală [tensiune nominală ² /putere aparentă nominală]*	Ohm	S, D, R
Reactanța sincronă longitudinală [% din reactanța nominală]*	%	D, R
Reactanța sincronă longitudinală [% din reactanța nominală]*	%	D, R
Reactanța tranzitorie longitudinală [% din reactanța nominală]*	%	D, R
Reactanța supratranzitorie longitudinală [% din reactanța nominală]*	%	D, R
Reactanța sincronă transversală [% din reactanța nominală]*	%	D, R
Reactanța tranzitorie transversală [% din reactanța nominală]*	%	D, R
Reactanța supratranzitorie transversală [% din reactanța nominală]*	%	D, R
Reactanța de scăpări statorică [% din reactanța nominală]*	%	D, R
Reactanța de secvență zero [% din reactanța nominală]*	%	S, D, R
Reactanța de secvență negativă [% din reactanța nominală]*	%	S, D, R
Reactanța Potier* [% din reactanța nominală]	%	D, R
Constante de timp		
Constanta de timp tranzitorie a înfășurării de excitație cu statorul închis (T _{d'})*	s	D, R
Constanta de timp supratranzitorie a înfășurării	s	D, R

de amortizare cu statorul închis ($T_{d''}$)*		
Constanta de timp tranzitorie a înfășurării de excitație cu statorul deschis ($T_{d0'}$)*	s	D, R
Constanta de timp supratranzitorie a înfășurării de amortizare cu statorul deschis ($T_{d0''}$)*	s	D, R
Constanta de timp tranzitorie a înfășurării de excitație cu statorul deschis, pe axa q ($T_{q0'}$)*	s	D, R
Constanta de timp supratranzitorie a înfășurării de amortizare cu statorul deschis, pe axa q ($T_{q0''}$)*	s	D, R
Diagrama de capacitate P-Q*	Date în format grafic	D, R
Diagrama de variație a datelor tehnice în funcție de abaterile față de condițiile standard de mediu*		R
Date consum		
Puterea absorbită	kW	D, S
Frecvență		
Domeniul de frecvență în care prosumatorul rămâne în funcțiune	Hz	D
Frecvența nominală	Hz	D
Timpu de rămânere în funcțiune de domeniul de frecvență	min.	D
Tensiuni		
Tensiune nominală	V	S, D
Tensiune minimă/maximă la care sistemul de distribuție/ prosumatorul rămâne în funcțiune în punctul de racord la sistemul de distribuție	V	D
Timpii de rămânere în funcțiune în funcție în domeniile de tensiune	s	D
Date unitate de stocare energie (după caz)		
Capacitatea maximă stocată	12000(kWh)	D, R
Numărul de acumulatori conținuți de sistem	6	D, R
Puterea nominală a acumulatorilor	2000kWh sau 500kW	D, R
Diagrama de menținere a capacității stocate și ciclurile de reîncărcare (intervale de timp, durata de încărcare etc.)	diagramă	D, R
Rampa maximă de descărcare (livrare de putere), precum și domeniul de valori posibile a fi setate pentru acest parametru	kWh/h	D, R
Timpu de încărcare maxim și domeniul de alegere a valorilor	s	D, R
Capacitatea de a furniza putere reactivă (diagrama PQ)*	diagramă	D, R
Capacitatea de a menține un consemn de putere activă fixată	Da/Nu	D, R
Modul de răspuns în cazul golurilor de tensiune*	Da/Nu	D, R
Descărcarea bateriei după o curbă P-f prestabilită, numai pentru situațiile în care frecvența scade sub o anumită limită	diagramă/tabel	D, R
Monitorizarea permanentă a puterii consumate și livrate a sistemului de stocare*	Da/Nu	D, R

* Date transmise de prosumator în funcție de caracteristicile comunicate de producătorul modulelor de generare, respectiv al generatorului sincron

** Doar dacă prosumatorul cu injecție de putere activă în rețea este dotat cu funcția LVRT

Datele standard de planificare (S) reprezintă totalitatea datelor tehnice care caracterizează producătorii racordați la RED.

Datele detaliate pentru planificare (D) sunt date tehnice care permit analize speciale de stabilitate statică și tranzitorie și dimensionarea instalațiilor de automatizare și reglajul protecțiilor și alte date necesare în programarea operativă.

Datele înregistrate (R) reprezintă date validate care vor fi incluse în condițiile de racordare, agreate de producător / Operator de Transport, Operator de Sistem, Operator de Distribuție, după caz.

UTILIZATOR,



CONSULTANT,

- 1) Date din contractul de furnizare existent;
- 2) Se evidențiază și puterile obținute anterior, cu precizarea avizelor de racordare respective

Factură fiscală seria AD nr 1110047216 din 29.10.2020
Data scadență: 29.10.2020

DISTRIBUTIE ENERGIE OLTENIA S.A.

Societate administrată în sistem dualist
 Adresa : Str. CALEA SEVERINULUI nr. 97,P,2,3,4, CRAIOVA, jud. Dolj, CP. 200769
 CIF : RO14491102 nr. inreg. Reg.Com. J16/148/2002
 Capital social subscris și vărsat 592.929.558,01 lei
 Cod IBAN RO89BRDE170SV18189851700 BRD - GROUPE SOCIETE GENERALE S.A.
 Cod IBAN RO71TREZ2915069XXX001159 TREZ - TREZORERIA STATULUI
 Cod IBAN RO96CITI0000000824759006 CITIBANK Europe PLC Dublin - Sucursala Romania
 Prin Agenția/Sucursala/CRC

Dist: 0709
Client: SC SERG COMPANY SRL
Localitatea: TARGU JIU
Strada: PRIMAVERII, nr. 13, apart. 1
Judet: Gorj, cod postal 210147

UTIL - MODALITAȚI DE CONTACT

- Telefonice, apelând Info Tel la numerele: 0251 408 006, 0251 408 007, 0251 408 008
 - Prin e-mail, la adresa distributie@distributieoltenia.ro;
 - Personal în Centrele de Relații cu Clienții;
 - Prin Poștă la adresa: Str.Depozitelor, nr.2, Tg-Jiu, jud.Gorj, cod poștal 210238;
 - Prin fax, la numerele: 0251 216 471 și 0372 526 471.
- Nr. Comandă: 1015945489
 Loc consum: 0051859468
 Acord: GJ311

Client SC SERG COMPANY SRL
 Adresa PRIMAVERII, Nr. 13
 Localitatea TARGU JIU județul/sectorul Gorj
 Cod poștal 210147
 CIF/CUI/CNP RO24563532
 Nr.Ord.Reg.comert : J18/43/2018
 Cont
 Bancă UNICREDIT
 Cod client 91442541
 Cod (furnizor)
 ID factură 1110047216

Monedă document: lei

NrC	Pozitie	Descriere	UM	Cantitate	PretUnitar (fara TVA)	Valoare (fara TVA)	Cota TVA	Valoare TVA
1	S0008401	TARIF ATR RED LC SI/SAU LP FS P > 100 KW	Buc	1,000	215,0000	215,00	19%	40,85
Total						215,00		40,85
Total factura curenta								255,85

TARGU CARBUNESTI (GJ), COJANI 46A CENTRALA FOTO

AVIZ DE PLATA

	lei
Sold anterior neachitat	0,00
Total factura curenta	255,85
Suma de plata la data facturii curente	255,85

Cod Client	Nume client	Valoare de plata (lei)
0091442541	SC SERG COMPANY SRL	255,85



914425411141004721610000025585

Lista Tranzactii

29.10.2020 18:30:07

Cont	RO60 BACX 0000 0016 0925 3002 - RON, CA/PARTENER/MAIN
Titular de cont	SERG COMPANY SRL
Data inregistrarii	29.10.2020
Data valutei	29.10.2020
Valoare	-255,85 RON
Codul bancii partener	BRDE
Numele Bancii Partener	BANCA ROMANA PENTRU DEZVOLTARE
Numar de cont partener	RO89BRDE170SV18189851700
Order No.	1
Beneficiar	DISTRIBUTIE OLTENIA SA
Detalii beneficiar	COD CLIENT 91442541 ID.1110047216 TARIF ATR
Cod Fiscal / CNP	14491102
Titlul platii	+IZV 00259497782
Numar de referinta	259497782
End-to-End ID	1
Remittance Information	COD CLIENT 91442541 ID.1110047216 TARIF ATR
Payment Type	PAYM
Data solicitată procesare	29.10.2020

ROMANIA
Judetul GORJ
PRIMARIA ORAȘULUI TÂRGU CÂRBUNEȘTI
Nr. 16973 din 27.10. 2020.

CERTIFICAT DE URBANISM

Nr. 135 din 27.10. 2020

În scopul: LUCRĂRILOR DE CONSTRUIRE, CENTRALĂ FOTOVOLTAICĂ, CABINĂ POARTĂ, ÎMPREJMUIRE TEREN, CAPACITATE STOCARE ENERGIE, ORGANIZARE DE ȘANTIER ȘI RACORDARE LA REȚEAUA ELECTRICĂ DE DISTRIBUȚIE

Ca urmare a cererii adresate de¹⁾ S.C SERG COMPANY SRL CUI RO24563532 prin Tiloiu Petrișor în calitate de administrator cu domiciliul(sediul²⁾) în județul GORJ, municipiul/orasul/comuna TÂRGU JIU satul _____ sectorul _____, cod postal _____, str. PRIMĂVERII nr. 13, bl. _____, sc. _____, et. _____, ap. _____, telefon/fax _____, e-mail _____, înregistrata la nr. 16973 din 23.10.2020

pentru imobilul - teren și/sau construcții -, situat în județul GORJ, municipiul/orasul/comuna TARGU CÂRBUNESTI, satul COJANI sectorul _____, cod postal 215503, str. CÂMPUL MARE nr. 46A, bl. _____, sc. _____, et. _____, ap. _____, sau identificat prin³⁾ EXTRAS DE CARTE FUNCİARĂ PENTRU INFORMARE ȘI EXTRAS DE PLAN CADASTRAL DE CARTE FUNCİARĂ

în temeiul reglementărilor Documentației de urbanism nr. _____/01/2016 _____, faza PUG/PUZ/PUD, aprobată prin Hotărârea Consiliului Județean/Local ..4 din 28.ianuarie 2020 privind aprobarea documentației „Actualizare Plan Urbanistic General și Regulamentul Local de Urbanism al Orașului Târgu Cărbunești, județul Gorj”.

în conformitate cu prevederile Legii nr. 50/1991 privind autorizarea executării lucrărilor de construcții, republicată, cu modificările și completările ulterioare,

SE CERTIFICA:

1. REGIMUL JURIDIC:

Dreptul de proprietate asupra imobilelor aparține lui Tiloiu Petrișor și Tiloiu Mariana-Daniela, este întabulat în CF nr. 38669 cu nr. cadastral 38669, și Tiloiu Oana-Smaranda, întabulat în CF 38671 și nr. cadastral 38671. Asupra imobilelor sunt sarcini, constituire drept de suprafață în favoarea SC SERG COMPANY SRL, pe o perioadă de 25 ani, nu sunt servituții de utilitate publică.

Terenul este situat în intravilanul satului Cojani, orașul Târgu Cărbunești, județul Gorj.

Conform P.U.G. oraș Târgu Cărbunești, asupra imobilelor este instituit o zonă de protecție a infrastructurii feroviare, nu este instituită zonă de protecție a monumentelor istorice.

2. REGIMUL ECONOMIC:

Folosința actuală: pășune.

Destinația terenului conform PUG-UTR MIDS 5-Cojani-zona multifuncțională unități industriale depozite, dotări și servicii publice P, P+1/2+M.

Regimul fiscal este, cel pentru localități urbane/rurale, conform Hotărârii Consiliului Local Târgu Cărbunești, nr. 105/27.11.2019, privind stabilirea impozitelor și taxelor locale pentru anul 2020.

¹⁾ Numele și prenumele solicitantului.

²⁾ Adresa solicitantului.

³⁾ Date de identificare a imobilului.

3. REGIMUL TEHNIC

În temeiul reglementărilor Documentației de urbanism nr. 01../2016., faza PUG, aprobată prin Hotărârea Consiliului Local nr.4 din 28 ianuarie 2020 cu valabilitate de 10 ani. P.O.Tpropus=80%, C.U.Tpropus=3,20.

Terenul în suprafață totală de 260 000.00 mp. pășune, este aliniat la strada Câmpul Mare (DJ 661 Tântăreni – Săcelu). Accesul pietonal și rutier la teren se realizează direct din strada Câmpul Mare (DJ 661 Tântăreni – Săcelu).

Utilități tehnice edilitare existente în zonă : rețele electrice, CATv, telecomunicații, alimentarea cu apă și evacuarea apelor menajere se realizează individual prin bazine vidanjabile sau fose septice.

Reglementări urbanistice: UTR – MIDS5- În prezent sunt terenuri libere neconstruite, care dispun de rezerve de teren pe care se pot amplasa obiective industriale, depozite, birouri, comerț en-gros, servicii. Sunt strict interzise activitățile generatoare de surse de poluare a solului, apei sau aerului, precum și cele generatoare de poluare fonică. **Utilizări permise:** unități industriale, unități de depozitare, sedii de firmă-birouri, unități agricole, servicii, construcții aferente echipării edilitare, unități comerciale tip en-gros, show-room. Regimul de înălțime nu trebuie să depășească P, P+1/2+M. Aspectul construcțiilor : ca aspect exterior, construcțiile vor avea volume simple și un aspect comparabil cu caracterul zonei. Toate fațadele se vor trata cu grijă pentru calitatea spațiului urban. Integrarea în zonă a construcțiilor propuse se va face cu respectarea regulilor de bază privind amplasarea și conformarea construcțiilor, în acord cu destinația acestora. Amplasarea construcțiilor pe teren se va face astfel încât să se respecte, distanțele legale față de artera de circulație, prevederile codului civil privind distanțele față de vecinătăți, încât să nu rezulte nici un inconvenient în utilizarea construcțiilor: iluminare naturală, salubritate, însoțire, securitate, întreținerea fațadelor. Soluția tehnică va fi dată de un proiectant autorizat, în conformitate cu prevederile Legii nr.50/1991-republicată, cu respectarea strictă a **ANEXEI NR.1** la prezenta Lege și a OM nr. 119/04.02.2014 pentru aprobarea Normelor de igienă și sănătate publică privind mediul de viață al populației-modificat și completat. Prezentul certificat de urbanism poate fi utilizat/nu poate fi utilizat în scopul declarat³) pentru/intrucat:

În scopul LUCRĂRILOR DE CONSTRUIRE, CENTRALĂ FOTOVOLTAICĂ, CABINĂ POARTĂ, ÎMPREJMUIRE TEREN, CAPACITATE STOCARE ENERGIE, ORGANIZARE DE ȘANTIER ȘI RACORDARE LA REȚEAUA ELECTRICĂ DE DISTRIBUȚIE

³Scopul emiterii certificatului de urbanism conform precizării solicitantului, formulată în cerere.

**Certificatul de urbanism nu tine loc de autorizație de construire/desființare
și nu conferă dreptul de a executa lucrări de construcții.**

(autoritatea competentă pentru protecția mediului, adresă)

AGENCIA PENTRU PROTECȚIA MEDIULUI GORJ STR. UNIRII, NR.76 TG-JU

(Denumirea și adresa acestora se personalizează prin grija autorității administrației publice emittente)

În aplicarea Directivei Consiliului 85/337/CEE (Directiva EIA) privind evaluarea efectelor anumitor proiecte publice și private asupra mediului, modificată prin Directiva Consiliului 97/11/CE și prin Directiva Consiliului și Parlamentului European 2003/35/CE privind participarea publicului la elaborarea anumitor planuri și programe în legătură cu mediul și modificarea, cu privire la participarea publicului și accesul la justiție, a Directivei 85/337/CEE și a Directivei 96/61/CE, prin certificatul de urbanism se comunică solicitantului obligația de a contacta autoritatea teritorială de mediu pentru ca aceasta să analizeze și să decidă, după caz, încadrarea/necadrarea proiectului investiției publice/private în lista proiectelor supuse evaluării impactului asupra mediului.

În aplicarea prevederilor Directivei Consiliului 85/337/CEE, procedura de emitere a acordului de mediu se desfășoară după emiterea certificatului de urbanism, anterior depunerii documentației pentru autorizarea executării lucrărilor de construcții la autoritatea administrației publice competente.

În vederea satisfacerii cerințelor cu privire la procedura de emitere a acordului de mediu, autoritatea competentă pentru protecția mediului stabilește mecanismul asigurării consultării publice, centralizării opiniilor publicului și al formulării unui punct de vedere oficial cu privire la realizarea investiției în acord cu rezultatele consultării publice. După primirea prezentului certificat de urbanism, titularul are obligația de a se prezenta la autoritatea competentă pentru protecția mediului în vederea evaluării inițiale a investiției și stabilirii necesității evaluării efectelor acesteia asupra mediului. În urma evaluării inițiale a investiției se va emite actul administrativ al autorității competente pentru protecția mediului.

În situația în care autoritatea competentă pentru protecția mediului stabilește necesitatea evaluării efectelor investiției asupra mediului, solicitantul are obligația de a notifica acest fapt autorității administrației publice competente cu privire la menținerea cererii pentru autorizarea executării lucrărilor de construcții.

În situația în care, după emiterea certificatului de urbanism ori pe parcursul derulării procedurii de evaluare a efectelor investiției asupra mediului, solicitantul renunță la intenția de a realiza a investiției, acesta are obligația de a notifica acest fapt autorității administrației publice competente.

CEREREA DE EMITERE A AUTORIZATIEI DE *CONSTRUIRE/DESFINTARE* va fi însoțita de următoarele documente:

- a) certificatul de urbanism;
- b) dovada, în copie conform cu originalul, a titlului asupra imobilului, teren și/sau construcții, și, după caz, extrasul de plan cadastral actualizat la zi și extrasul de carte funciara de informare actualizat la zi, în cazul în care legea nu dispune altfel;
- c) documentația tehnică - D.T., după caz:

■ D.T.A.C

■ D.T.O.E

D.T.A.D

d) avizele și acordurile stabilite prin certificatul de urbanism

alimentare cu apă
canalizare

■ alimentare cu energie electrică
alimentare cu energie termică

telefonizare
gaze naturale
salubritate
transport urban

Verificator proiect

d 2) avize și acorduri privind:

protecția civilă

sănătatea populației

securitatea la incendiu

d 3) avize/acorduri specifice ale administrației publice centrale și/sau ale serviciilor descentralizate ale acestora:

**Drumurile Județene Târgu Jiu
Regionala CFR Craiova**

d 4) studii de specialitate:

Studiul Geotehnic

e) punctul de vedere/actul administrativ al autorității competente pentru protecția mediului (copie):

Prezentul certificat de urbanism are valabilitatea de**24**.... luni de la data emiterii.

g) Documentele de plată ale următoarelor taxe (copie):

PRIMAR
BIRAU DANUT



SECRETAR GENERAL
VLADUȚ GRIGORE ALIN



P. Arhitect-sef(***)
Insp. LUNTRARU CRISTIAN

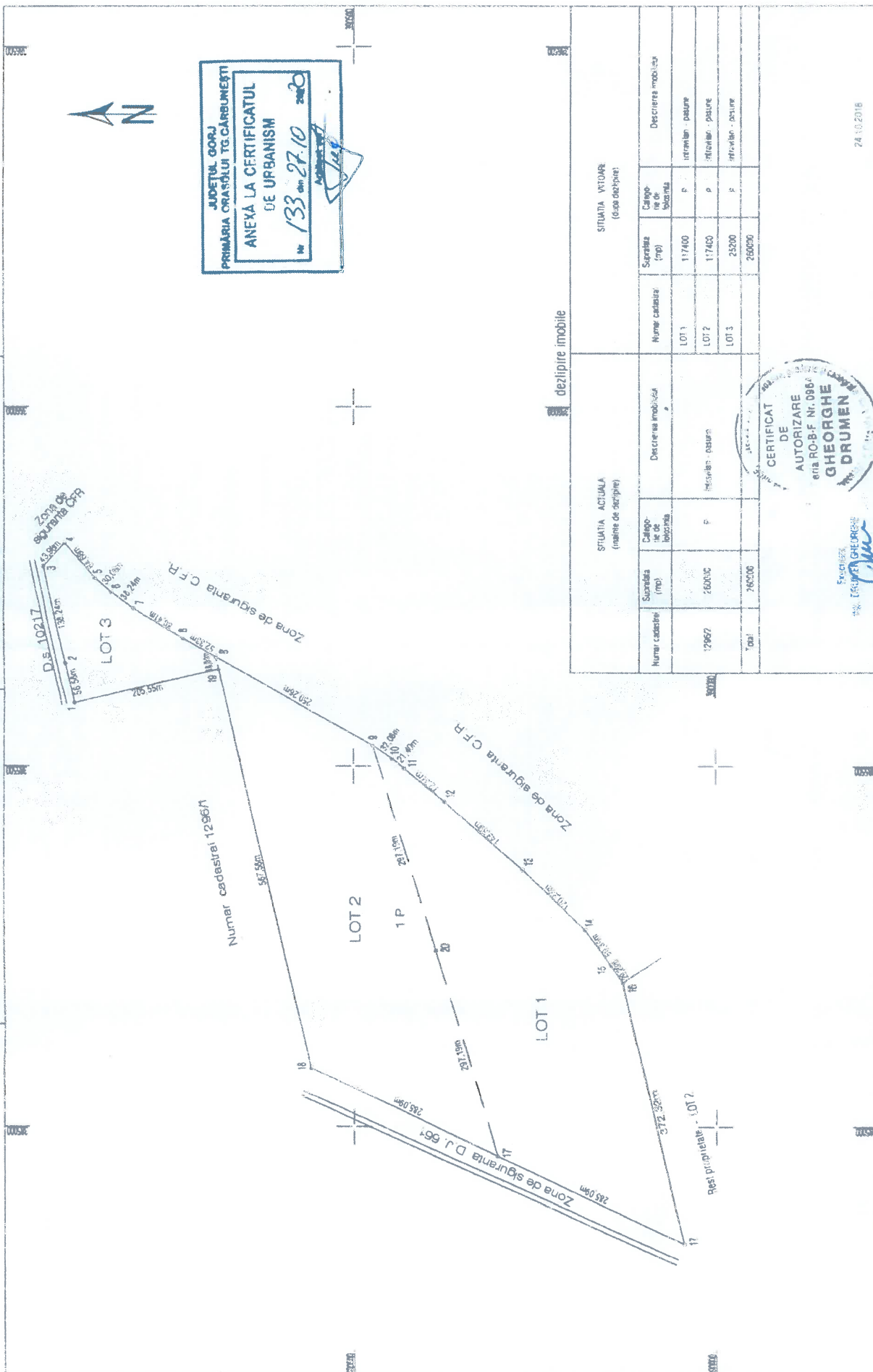


Achitat taxa de: 2.605 lei, conform Chitanței nr. 11901 din 23.10.2020

Prezentul certificat de urbanism a fost transmis solicitantului direct/prin poșta la data de 2020

Plan de amplasament si delimitare a imobilului cu propunerea de dezlipire

nr. cadastru	Scara: 1:500
Suprafata masurata a imobilului (mp)	260000
Adresa imobilului	Oras Tig. Carbunesti, sat Coloni. 3.71 P-10218-10222 Jud. Gorj - imp. nr. 18
Cariera functionarii	Unitatea Administrativ-Teritoriala (UAT): TRIGU-CARBUNESTI



CERTIFICAT DE AUTORIZARE
 nr. RO-B-F Nr. 086
GHEORGHE DRUMEN
 24.10.2018

DUPLICAT

CONTRACT PRIVIND CONSTITUIREA DREPTULUI DE SUPERFICIE



Între subsemnata, **Tiloiu Oana-Smaranda**, cu domiciliul în mun.Tg-Jiu, str.Primăverii, nr.13, jud.Gorj, CNP 2970829125829, posesoare a CI seria GZ nr.603017/2015, eliberată de SPCLEP Tg-Jiu, în calitate de **proprietară** și **Societatea SERG COMPANY SRL**, cu sediul în mun.Tg-Jiu, str.Primăverii, nr.13, camera 1, etaj, jud.Gorj, înregistrată la Registrul Comerțului sub nr.J18/43/2018, CUI 24563532, reprezentată prin administrator, **Tiloiu Petrișor**, cu domiciliul în mun.Tg-Jiu, str.Primăverii, nr.13, jud.Gorj, CNP 1680305182787, posesor al CI seria GZ nr.451224/2012, eliberată de SPCLEP Tg-Jiu, în baza Hotărârii nr.5/21.10.2020, în calitate de **superficiară**, s-a încheiat prezentul contract de constituire a dreptului de superficie, în următoarele condiții: -----

Subsemnata, **Tiloiu Oana-Smaranda**, în calitate de proprietară, sunt de acord să se constituie în favoarea subscrisei, **Societatea SERG COMPANY SRL**, un drept de superficie pe o perioadă de 25 (douăzeci și cinci) ani, cu titlu gratuit, în vederea construirii unui parc fotovoltaic de 15-25 MW, pentru suprafața de 117.400 mp teren pășune situat în intravilanul Orașului Tg-Cărbunești, sat Cojani, jud.Gorj, tarla 71, parcelele 10218-10222, cu nr.cadastral 38671, înscris în Cartea Funciara nr.38671 a Orașului Tg-Cărbunești.-----

Subsemnata, **Tiloiu Oana-Smaranda**, declar pe propria răspundere sub sancțiunea prevăzută de art.326 din codul penal pentru declarații nesincere, că am dobândit terenul în baza actului de donație autentificat sub nr.286/08.02.2019, de Claudiu Manta, notar public, cu sediul biroului în Tg-Jiu, jud.Gorj.-----

Subsemnata, **Tiloiu Oana-Smaranda**, în calitate de proprietară, declar că terenul nu este grevat de sarcini și servituți, rămânând răspunzătoare de orice evicțiune parțială sau totală și totodată noi, părțile, declarăm că nu există litigii la instanțele judecătorești cu privire la titlul asupra terenului pentru care se creează dreptul de superficie.

În momentul obținerii autorizației de construire, printr-un act adițional la prezentul contract, va fi stabilită o chirie anuală. Nerealizarea proiectului în termen de 4 ani, duce la anularea prezentului contract de superficie.-----

Noi părțile convenim în mod expres asupra următoarelor clauze contractuale:-----

-toate cheltuielile ce derivă din calitatea de proprietari ai terenurilor ce fac obiectul prezentului contract datorate oricăror autorități publice centrale sau locale (inclusiv impozitele și taxele locale și alte asemenea), vor fi achitate exclusiv de către subscrisa superficiară, societatea SERG COMPANY SRL.-----

Totodată, eventualele sancțiuni de orice natură patrimonială (precum amenzi și altele) emise de către orice autoritate publică centrală sau locală privitoare la construirea de către superficiară subscrise societate SERG COMPANY SRL, a parcului fotovoltaic sau a oricăror alte construcții și împrejurimi pe acest teren vor fi suportate exclusiv de către subscrisa superficiară, societatea SERG COMPANY SRL.-----

Subscrise, **Societatea SERG COMPANY SRL**, sunt de acord cu crearea dreptului de superficie așa cum s-a stipulat în prezentul act, urmând să respecte dreptul de proprietate ce aparține numitei, **Tiloiu Oana-Smaranda** și mă oblig să achit toate taxele aferente prezentului înscris.-----

Oficiul de cadastru și publicitate imobiliară Gorj a eliberat extrasul de carte funciara pentru autentificare nr.84892/16.10.2020.-----

În cazul în care nu se poate obține autorizația de funcționare în termen de 4 (patru) ani, contractul se consideră reziliat de plin drept, fără punere în întârziere, fără nicio altă formalitate și fără intervenția instanțelor de judecată, notarul public putând elibera o certificare la cererea proprietarei, noi, părțile fiind de acord în mod expres cu radierea din Cartea Funciara.-----

Noi, părțile, declarăm pe propria răspundere sub sancțiunea prevăzută de art.326 din codul penal pentru declarații nesincere, că ni s-au pus în vedere prevederile art. 694 cod. Civil.-----

Eu, superficiara, cunosc situația de fapt și de drept a terenului și știu că acesta nu a ieșit din circuitul civil în baza vreunui act normativ de trecere în proprietatea statului, înțelegând să creez acest drept pe riscul meu cu privire la acest aspect.-----

Redactat la BNI Raluca Davișoioiu.-----

PROPRIETARĂ,
Tiloiu Oana-Smaranda,

SUPERFICIARĂ,
Societatea SERG COMPANY SRL,
reprezentată prin administrator,
Tiloiu Petrișor,

ROMÂNIA
Uniunea Națională a Notarilor Publici
Birou Notarial Individual
Raluca Davițoiu
LICENȚĂ DE FUNCȚIONARE NR.
3562/3129/24.12.2013
Tg-Jiu, str.Crișan nr.5, jud.Gorj
Tel/fax: 0253/212100

ÎNCHEIERE DE AUTENTIFICARE NR. 6140
Anul 2020, luna octombrie, ziua 21

În fața mea, **Raluca Nicoleta Davițoiu**, notar public, la sediul biroului s-au prezentat:

- **Tiloiu Oana-Smaranda**, cu domiciliul în mun.Tg-Jiu, str.Primăverii, nr.13, jud.Gorj, CNP 2970829125829, identificată prin CI seria GZ nr.603017/2015, eliberată de SPCLEP Tg-Jiu;
- **Tiloiu Petrișor**, cu domiciliul în mun.Tg-Jiu, str.Primăverii, nr.13, jud.Gorj, CNP 1680305182787, identificat prin CI seria GZ nr.451224/2012, eliberată de SPCLEP Tg-Jiu, în calitate de administrator la **Societatea SERG COMPANY SRL**, cu sediul în mun.Tg-Jiu, str.Primăverii, nr.13, camera 1, etaj, jud.Gorj, înregistrată la Registrul Comerțului sub nr.J18/43/2018, CUI 24563532;

care, după ce au citit actul, au declarat că i-au înțeles conținutul, că cele cuprinse în act reprezintă voința lor, au consimțit la autentificarea prezentului înscris și au semnat unicul exemplar.

În temeiul art.12 lit.b) din Legea notarilor publici și a activității notariale nr. 36/1995, republicată, cu modificările ulterioare, se declară autentic prezentul înscris.

Taxă ANCPI în valoare de 1.127 lei a fost achitată cu chitanța nr. 00

S-a perceput onorariul de 2.502 lei achitat cu chitanța nr. 00

Taxă extras CF în valoare de 40 lei

NOTAR PUBLIC,
RALUCA NICOLIȚA DAVIȚOIU

Prezentul duplicat s-a întocmit în 5 (cinci) exemplare, de Raluca Nicoleta Davițoiu, notar public, astăzi, data autentificării actului, și are aceeași forță probantă ca originalul.

NOTAR PUBLIC,
RALUCA NICOLIȚA DAVIȚOIU



DUPLICAT

CONTRACT PRIVIND CONSTITUIREA DREPTULUI DE SUPERFICIE

Între subsemnații, **Tiloiu Petrișor**, cu domiciliul în mun.Tg-Jiu, str.Primăverii, nr.13, jud.Gorj, CNP 1680305182787, posesor al CI seria GZ nr.451224/2012, eliberată de SPCLEP Tg-Jiu și **Tiloiu Mariana-Daniela**, cu domiciliul în mun.Tg-Jiu, str.Primăverii nr.13, jud.Gorj, CNP 2681025180794, posesoare a CI seria GZ nr.648883/2017, eliberată de SPCLEP Tg-Jiu, soți, în calitate de **proprietari** și **Societatea SERG COMPANY SRL**, cu sediul în mun.Tg-Jiu, str.Primăverii, nr.13, camera 1, etaj, jud.Gorj, înregistrată la Registrul Comerțului sub nr.J18/43/2018, CUI 24563532, reprezentată prin administrator, **Tiloiu Petrișor**, cu domiciliul în mun.Tg-Jiu, str.Primăverii, nr.13, jud.Gorj, CNP 1680305182787, posesor al CI seria GZ nr.451224/2012, eliberată de SPCLEP Tg-Jiu, în baza Hotărârii nr.06/21.10.2020, în calitate de **superficiară**, s-a încheiat prezentul contract de constituire a dreptului de superficie, în următoarele condiții:-----

Dreptul de superficie se constituie în vederea construirii de către subscrisa superficială, societatea SERG COMPANY SRL, a unui parc fotovoltaic cu o putere instalată între 14-25 MW și a oricăror alte construcții și împrejurimi necesare acestui proiect.-----

Subsemnații, **Tiloiu Petrișor** și **Tiloiu Mariana-Daniela**, în calitate de proprietari, suntem de acord să se constituie în favoarea subscrisei, **Societatea SERG COMPANY SRL**, un drept de superficie pe o perioadă de 25 (douăzeci și cinci) ani, cu titlu gratuit, în vederea construirii unui parc fotovoltaic cu o putere instalată între 14-25 MW și a oricăror alte construcții și împrejurimi necesare acestui proiect, pentru următoarele imobile situate în intravilanul Orașului Tg-Cărbunești, sat Cojani, jud.Gorj:-----

-suprafața de 117.400 mp teren pășune, respectiv 117.396 mp teren din măsurătorile cadastrale, tarlăua 71, parcelele 10218-10222, cu nr.cadastral 38669, înscris în **Cartea Funciara nr.38669** a Orașului Tg-Cărbunești;-----

-suprafața de 25.200 mp teren pășune, respectiv 25.195 mp teren din măsurătorile cadastrale, tarlăua 71, parcelele 10218-10222, cu nr.cadastral 38670, înscris în **Cartea Funciara nr.38670** a Orașului Tg-Cărbunești.-----

Subsemnații, **Tiloiu Petrișor** și **Tiloiu Mariana-Daniela**, declarăm pe propria răspundere sub sancțiunea prevăzută de art.326 din codul penal pentru declarații nesincere, că am dobândit terenurile prin adjudecare, în baza actului nr.24/2/28.08.2013, emis de BEJ Josceanu Claudiu, dezmembrat în baza actului autenticat sub nr.285/08.02.2019, de Claudiu Manta, notar public, cu sediul biroului în Tg-Jiu, jud.Gorj.-----

Noi, părțile, suntem de acord cu restrângerea contractului de superficie pe terenul afectat de construcție, în cazul în care parcul fotovoltaic nu va ocupa întreaga suprafață de teren și nu va avea puterea instalată propusă de maxim 25 MW. În momentul obținerii autorizației de construire, printr-un act adițional la prezentul contract, va fi stabilită o chirie anuală. Nerealizarea proiectului în termen de 4 ani, duce la anularea prezentului contract de superficie.-----

Noi părțile convenim în mod expres asupra următoarelor clauze contractuale:-----

-toate cheltuielile ce derivă din calitatea de proprietari ai terenurilor ce fac obiectul prezentului contract datorate oricăror autorități publice centrale sau locale (inclusiv impozitele și taxele locale și alte asemenea), vor fi achitate exclusiv de către subscrisa superficială, societatea SERG COMPANY SRL.-----

Totodată, eventualele sancțiuni de orice natură patrimonială (precum amenzi și altele) emise de către orice autoritate publică centrală sau locală privitoare la construirea de către superficială, subscrisa societate SERG COMPANY SRL, a parcului fotovoltaic sau a oricăror alte construcții și împrejurimi pe acest teren vor fi suportate exclusiv de către subscrisa superficială, societatea SERG COMPANY SRL.-----

Subsemnații, **Tiloiu Petrișor** și **Tiloiu Mariana-Daniela**, în calitate de proprietari, declarăm că terenurile nu sunt grevate de sarcini și servituți, rămânând răspunzători de orice evicțiune parțială sau totală și totodată noi, părțile, declarăm că nu există litigii la instanțele judecătorești cu privire la titlul asupra terenurilor pentru care se creează dreptul de superficie.-----

Subscrisa, **Societatea SERG COMPANY SRL**, sunt de acord cu crearea dreptului de superficie așa cum s-a stipulat în prezentul act, urmând să respect dreptul de proprietate ce aparține numiților, **Tiloiu Petrișor** și **Tiloiu Mariana-Daniela** și mă oblig să achit toate taxele aferente prezentului înscris.-----

Oficiul de cadastru și publicitate imobiliară Gorj a eliberat extrasele de carte funciara pentru autentificare nr.84889 și nr.84890/16.10.2020. -----

În cazul în care nu se poate obține autorizația de funcționare în termen de 4 (patru) ani, contractul se consideră reziliat de plin drept, fără punere în întârziere, fără nicio altă formalitate și fără intervenția instanțelor de judecată, notarul public putând elibera o certificare la cererea proprietarilor, noi, părțile fiind de acord în mod expres cu radierea din Cartea Funciara. -----

Noi, părțile, declarăm pe propria răspundere sub sancțiunea prevăzută de art.326 din codul penal pentru declarații nesincere, că ni s-au pus în vedere prevederile art. 694 cod. Civil.-----

Eu, superficiara, cunosc situația de fapt și de drept a terenurilor și știu că acestea nu au ieșit din circuitul civil în baza vreunui act normativ de trecere în proprietatea statului, înțelegând să creez acest drept pe riscul meu cu privire la acest aspect. -----

Redactat la BNI Raluca Davițoiu. -----

PROPRIETARI,
Tiloiu Petrișor,

Tiloiu Mariana-Daniela,

SUPERFICIARĂ,
Societatea SERG COMPANY SRL,
reprezentată prin administrator,
Tiloiu Petrișor,

ROMÂNIA
Uniunea Națională a Notarilor Publici
Birou Notarial Individual
Raluca Davițoiu
LICENȚĂ DE FUNCȚIONARE NR.
3562/3129/24.12.2013
Tg-Jiu, str.Crișan nr.5, jud.Gorj
Tel/fax: 0253/212100

ÎNCHEIERE DE AUTENTIFICARE NR. 6141
Anul 2020, luna octombrie, ziua 21

În fața mea, **Raluca Nicoliza Davițoiu**, notar public, la sediul biroului s-au prezentat:

- **Tiloiu Petrișor**, cu domiciliul în mun.Tg-Jiu, str.Primăverii, nr.13, jud.Gorj, CNP 1680305182787, identificat prin CI seria GZ nr.451224/2012, eliberată de SPCLEP Tg-Jiu, în nume propriu și în calitate de administrator la **Societatea SERG COMPANY SRL**, cu sediul în mun.Tg-Jiu, str.Primăverii, nr.13, camera 1, etaj, jud.Gorj, înregistrată la Registrul Comerțului sub nr.J18/43/2018, CUI 24563532;

- **Tiloiu Mariana-Daniela**, cu domiciliul în mun.Tg-Jiu, str.Primăverii nr.13, jud.Gorj, CNP 2681025180794, identificată prin CI seria GZ nr.648883/2017, eliberată de SPCLEP Tg-Jiu;

care, după ce au citit actul, au declarat că i-au înțeles conținutul, că cele cuprinse în act reprezintă voința lor, au consimțit la autentificarea prezentului înscris și au semnat unicul exemplar.

În temeiul art.12 lit.b) din Legea notarilor publici și a activității notariale nr. 36/1995, republicată, cu modificările ulterioare, se declară autentic prezentul înscris.

Taxă ANCPI în valoare de 1.369 lei a fost achitată cu chitanța nr. 07

S-a perceput onorariul de 2.944 lei achitat cu chitanța nr. 07

Taxă extrase CF în valoare de 80 lei

NOTAR PUBLIC,
RALUCA NICOLIȚA DAVIȚOIU

Prezentul duplicat s-a întocmit în 5 (cinci) exemplare, de Raluca Nicoliza Davițoiu, notar public, astăzi, data autentificării actului, și are aceeași forță probantă ca originalul.

NOTAR PUBLIC,
RALUCA NICOLIȚA DAVIȚOIU



Oficiul de Cadastru și Publicitate Imobiliară GORJ
Biroul de Cadastru și Publicitate Imobiliară Târgu Jiu

LOC: TARGU JIU, STR 8 MARTIE NR. 3A-5 COD POSTAL: 210280 TEL: 0253/215893, 0253/217189

Nr. cerere	72994
Ziua	24
Luna	10
Anul	2018

Extras de Plan Cadastral de Carte Funciară
pentru

Imobil număr cadastral 36563 / UAT Târgu Carbunesti

TEREN intravilan

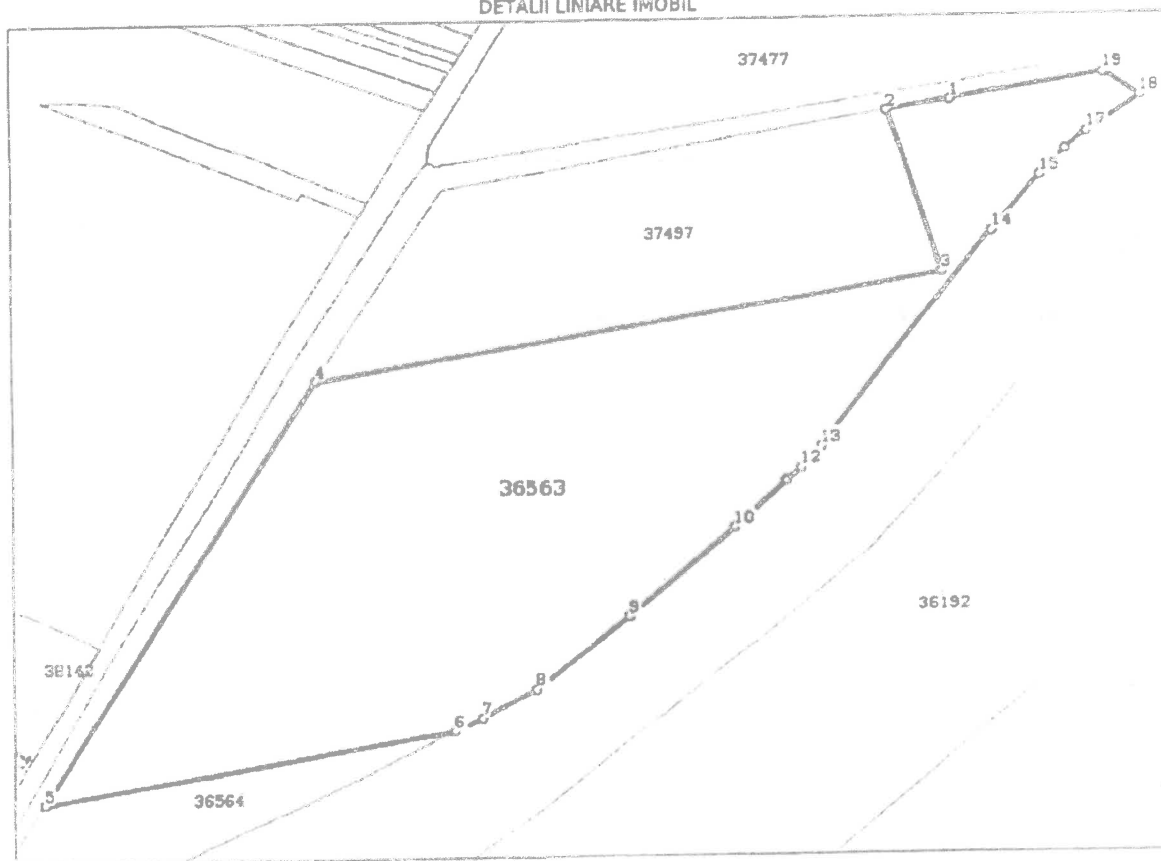
Adresa: Loc. Cojani, Jud. Gorj

Comuna/Oraș/Municipiu: Târgu Carbunesti

Nr. cadastral	Suprafața	Observații / Referințe
36563	260000	

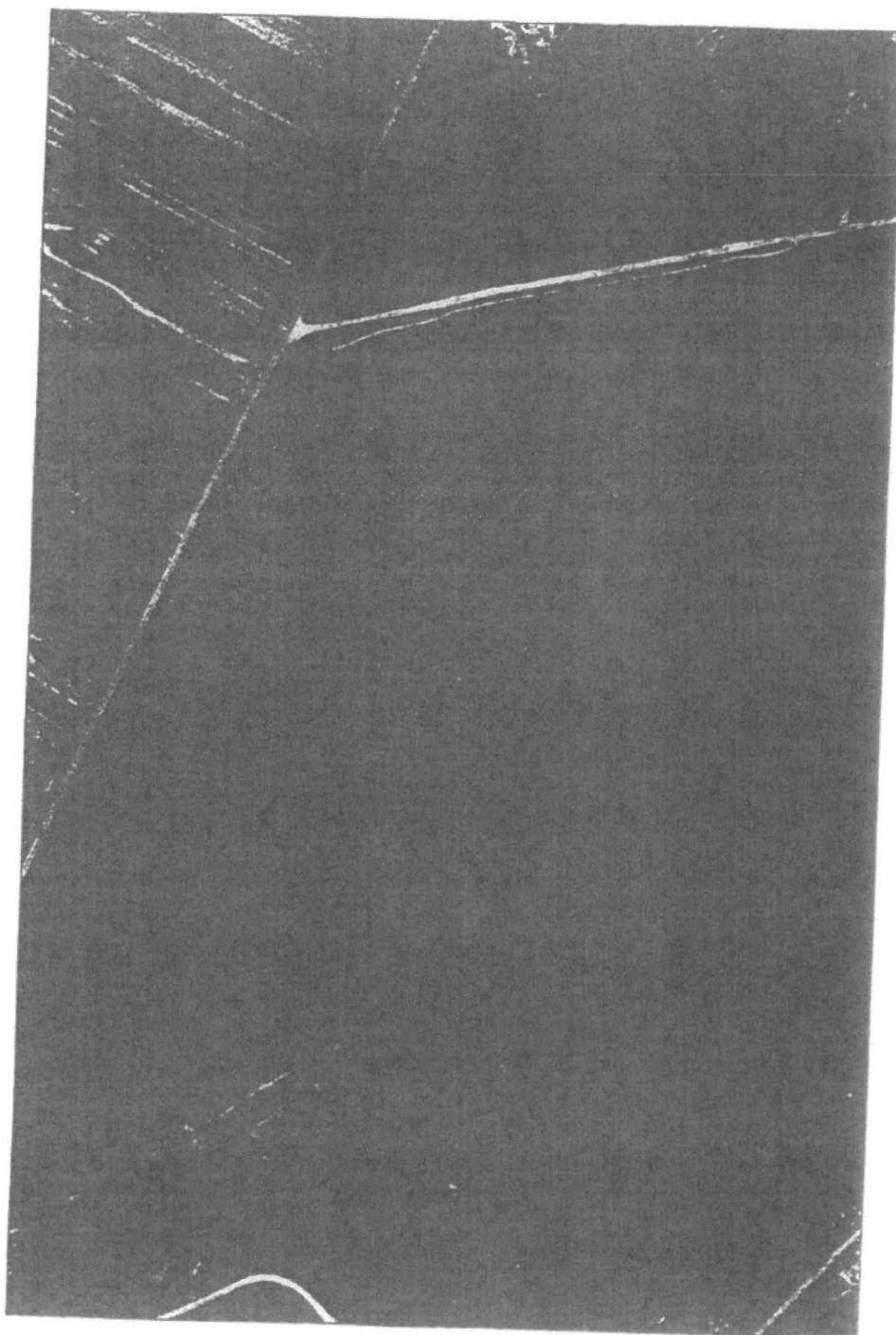
* Suprafața este determinată în planul de proiecție Stereo 70.

DETALII LINIARE IMOBIL



Oficiul de Cadastru și Publicitate Imobiliară Gorj
 Nume și prenume: Gheorghe Răduț
 Funcția: Consilier
 24 10 18

Incadrare în zonă
scara 1:5000





RFRD10TA01-02060480

Dist: 0709
Client: SC SERG COMPANY SRL
Localitatea: TARGU JIU
Strada: PRIMAVERII, nr. 13, apart. 1
Judet: Gorj, cod postal 210147

Distributie Energie Oltenia S.A.
<<societate administrata in sistem dualist>>
COER TG-JIU
Nr. 060038697852/ 28.10.2020

Prezentul aviz are anexate 001
planuri de situatie vizate de COER TG-JIU

Stimate client,

Referitor la cererea aviz amplasament, inregistrata cu nr. 060038697852 /28.10.2020 pentru :
Obiectivul : CENTRALA FOTOVOLTAICA CABINA POARTA
situat in localitatea : TARGU CARBUNESTI (GJ), str. COJANI, nr.: 46A, bl. , sc. , et. , ap. , jud. Gorj, cod postal
215503.

In urma analizei **documentatiei /studiului de solutie** privind eliberarea amplasamentului (avizat in CTE a
Distributie Energie Oltenia S.A cu aviz nr. /) Distributie Energie Oltenia S.A prin Centrul Operational Extindere Retea
COER Targu Jiu este **de acord** cu realizarea obiectivului pe amplasamentul propus si se emite :

AVIZ DE AMPLASAMENT FAVORABIL
nr. 2600045776 / 28.10.2020

Cu urmatoarele precizari :

1. In zona **exista** retea electrica de distributie de medie / joasa tensiune monofazata / trifazata.
2. Reteaua electrica de distributie din zona se afla la m fata de obiectivul pentru care s-a solicitat aviz de amplasament.
3. Reteaua electrica de distributie din zona este de tip: retea aeriana/subterana mt/jt/IT: LEA 20KV ZORLESTI, LEA 20KV COLIBASI proprietate DISTRIBUTIE ENERGIE OLTENIA SA , post trafa IT/mt/jt. , conductor/cablu jt. .
4. Instalatiile electrice ale Distributie Energie Oltenia S.A existente in zona se afla amplasate fata de obiectivul pentru care s-a solicitat aviz de amplasament la distante minime impuse de normativele in vigoare si anume:
fata de retea de IT : 48,0 m;
fata de retea de mt : 18,0 m;
fata de retea de jt : 1,0 m;
fata de postul trafa : 20,0 m.

Pentru zonele fara retele electrice de distributie, in vederea emiterii autorizatiei de construire, se vor avea in vedere prevederile din HGR nr. 525 /1996, republicata in 2002, cu completarile ulterioare pentru aprobarea „Regulamentului General de Urbanism”, iar pentru realizarea/extinderea retelelor electrice se vor avea in vedere prevederile Ordinului ANRE nr.59/2013 pentru aprobarea „Regulamentului pentru racordarea utilizatorilor la retelele electrice de interes public” si Legea energiei nr.123/2012 .
Conform Anexei 2 din ordinul ANRE nr.59/2013 si art.51 din Legea energiei nr.123/2012 in zonele in care nu exista retea electrica de interes public autoritatile publice locale sau centrale vor colabora cu operatorul de distributie pentru extinderea retelelor de distributie ori electrificarea localitatilor.

F-PO 01-C3 01*02*06_Aviz de amplasament favorabil

Nota: prezentul formular este valabil si pentru situatia actualizarii avizului de amplasament, dupa elaborarea studiului de solutie privind eliberarea amplasamentului si paragrafele scrise in format italic sunt parte ale acestui aviz.

În conformitate cu prevederile Art 49 din Legea energiei nr.123/2012, este interzis persoanelor fizice sau juridice:

- a) să efectueze construcții de orice fel în zona de siguranță a rețelelor electrice de distribuție, altele decât cele prevăzute în avizul de amplasament al operatorului de distribuție;
- b) să efectueze săpături de orice fel sau să înființeze plantații în zona de siguranță a rețelelor electrice de distribuție, fără acordul operatorului de distribuție;
- c) să depoziteze materiale pe culoarul de trecere și în zonele de protecție și de siguranță ale instalațiilor, fără acordul operatorului de distribuție;
- d) să arunce obiecte de orice fel pe rețelele electrice de distribuție sau să intervină în oricare alt mod asupra acestora;
- e) să deterioreze construcțiile, îngrădirile sau inscripțiile de identificare și avertizare aferente rețelelor electrice de distribuție;
- f) să limiteze sau să îngreuească prin execuția de împrejmuire, prin construcții sau prin orice alt mod accesul la instalații al operatorului de distribuție.

5. Execuția lucrărilor pentru eliberarea amplasamentului se va face de către operatorul de rețea prin contractarea acestor lucrări cu un constructor atestat ANRE, numai după întocmirea și avizarea în CTE a Distribuție Energie Oltenia S.A. a PT+CS, de către un proiectant atestat.

6. Instalațiile de distribuție administrate de Distribuție Energie Oltenia S.A. au fost trasate orientativ pe planul de situație anexat (2 exemplare), vizat spre neschimbare.

Culoarul de siguranță al instalațiilor aflate în apropierea obiectivului, sunt în conformitate cu Ordinul ANRE nr. 49/2007.

Noile trasee ale instalațiilor electrice care se reamplasează sunt cele de pe planurile studiului avizat în comisia CTE a Distribuție Energie Oltenia S.A. și care a fost menționat mai sus.

7. Executarea lucrărilor în apropierea instalațiilor electrice se va face cu respectarea strictă a condițiilor din prezentul aviz de amplasament, a normelor tehnice și de protecția muncii specifice. **Săpăturile din zona traseelor de cabluri, fundații de stalpi se vor face numai manual, cu asistența tehnică din partea Centrului Operațional Exploatare CE MUNICIPAL TG-JIU al Distribuție Energie Oltenia S.A., telefon 0251408006.**

8. În conformitate cu Legea energiei nr.123/2012, art.92 punct (1) deteriorarea, modificarea fără drept sau blocarea funcționării echipamentului de măsură a energiei electrice livrate ori modificarea fără drept a componentelor instalațiilor energetice constituie **infracțiune** și se pedepsește cu închisoarea de la 3 luni la 2 ani sau cu amendă. În același timp, conform art 93, pct (1), alin 29, din Legea energiei 123/2012, constituie **contravenție** executarea de săpături sau lucrări de orice fel în zonele de protecție a instalațiilor fără consimțământul prealabil al titularilor acestora.

9. Beneficiarul lucrării, respectiv executantul, sunt răspunzători și vor suporta consecințele, financiare sau de altă natură, ale eventualelor deteriorări ale instalațiilor și/sau prejudicii aduse utilizatorilor acestora ca urmare a nerespectării regulilor menționate.

10. Avizul de amplasament nu constituie aviz tehnic de racordare. Pentru obținerea acestuia, în vederea racordării la rețeaua electrică de distribuție a obiectivului sau a unui spor de putere pentru acesta se va proceda conform Ordinului ANRE nr.59/2013.

Având în vedere situația rețelelor electrice din zona, pentru racordarea la RED a viitorului loc de consum sunt necesare următoarele lucrări în amonte de punctul de racordare, pentru crearea condițiilor de realizare a acestora:

Lucrări de întărire a rețelelor constând în : -----;

Lucrări de extindere a rețelelor constând în : .

Etapele procesului de racordare în conformitate cu Ordinului ANRE nr.59/2013 sunt :

- a) etapa de documentare și informare a viitorului utilizator;
- b) depunerea cererii de racordare și a documentației aferente pentru obținerea avizului tehnic de racordare;
- c) emiterea avizului tehnic de racordare, ca oferta de racordare de către operatorul de rețea;
- d) încheierea contractului de racordare între operatorul de rețea și utilizator;
- e) încheierea contractului de execuție între operatorul de rețea și executant și realizarea instalației de racordare la rețeaua electrică, punerea în funcțiune a instalației de racordare;
- f) emiterea certificatului de racordare;
- g) punerea sub tensiune a instalației de utilizare.

Tarifele de emitere ale avizelor tehnice de racordare sunt cele stabilite prin Ordinul ANRE nr. 114/2014 privind "Aprobarea tarifelor de emitere a avizelor de amplasament, a avizelor tehnice de racordare și a certificatelor de racordare, practicate de operatorii de distribuție", iar tarifele de racordare sunt cele stabilite prin Ordinul ANRE nr.141/2014 pentru aprobarea tarifelor și indicilor specifici utilizați la stabilirea tarifelor de racordare a utilizatorilor la rețelele electrice de medie și joasă tensiune sau calculate pe baza de deviz.

Pentru detalii solicitantul se va adresa celui mai apropiat Centru Operațional Extinderea Rețelei al Distribuție Energie Oltenia S.A.

11. Avizul de amplasament este valabil de la data emiterii și până la 27.10.2022, data la care expiră Certificatul de Urbanism în baza căruia a fost emis.

12. Prolungirea termenului de valabilitate a avizului de amplasament se poate face, gratuit, la cererea adresată de titular cu cel puțin 15 zile înaintea expirării acestuia, în condițiile în care anterior a fost prelungit termenul de

F-PO-01-03-01#02#06_Aviz de amplasament favorabil

Nota: prezentul formular este valabil și pentru situația actualizării avizului de amplasament, după elaborarea studiului de soluție privind eliberarea amplasamentului și paragrafele scrise în format italic sunt parte ale acestui aviz.

valabilitate a Certificatului de Urbanism în baza caruia a fost emis, iar restul condițiilor nu s-au modificat față de momentul emiterii avizului.

13. Dacă în intervalul menționat la pct.11 solicitantul obține autorizația de construire pentru obiectivul respectiv, valabilitatea avizului de amplasament se extinde pe durata valabilității autorizației de construire/desființare, inclusiv pe durata de execuție a lucrărilor înscrise în autorizație.

14. Prezentul aviz de amplasament este valabil numai pentru amplasamentul obiectivului conform plan de situație Proiect nr. / , vizat de Distribuție Energie Oltenia S.A prin TG JIU și a Certificatului de urbanism nr. 133 /27.10.2020 sau a planului anexat , parte integrantă a studiului avizat menționat mai sus.

15. În zona **nu există** instalații electrice care aparțin altor operatori de distribuție/transport a energiei electrice și **nu este** necesar să se adreseze detinatorilor acestor instalații în vederea obținerii avizelor de amplasament .

16. Avizul de amplasament favorabil își încetează valabilitatea în următoarele situații:

- expira termenul de valabilitate;
- se modifică datele obiectivului (caracteristici tehnice, suprafața ocupată, înălțime etc) care au stat la baza emiterii avizului;

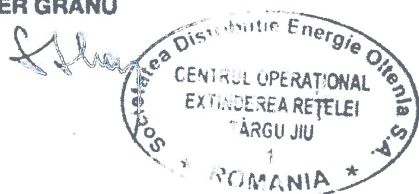
17. Alte precizări în funcție de specificul obiectivului și amplasamentului respectiv :

În conformitate cu Ordinul ANRE nr.239/2019 "Norma tehnică privind delimitarea zonelor de protecție și de siguranță aferente capacităților energetice" Cap.III, art.3.25 se va respecta obligatoriu distanța de apropiere minimă de 1,5 x înălțimea de la sol a stălpului LEA cel mai apropiat. În conformitate cu Legea Energiei nr.123/2012, art 49, litera F "Se interzice persoanelor fizice sau juridice să limiteze sau să îngreueze, prin execuția de împrejmuire, prin construcție și prin orice alt mod accesul la instalațiile operatorului de distribuție. Valabilitatea prezentului aviz de amplasament este dată de respectarea celor enunțate anterior.

Operator

DISTRIBUTIE ENERGIE OLTENIA S.A.

**Sef centru Zonal
C.O. EXTINDEREA REȚELEI TG. JIU
SORIN-SEVER GRANU**



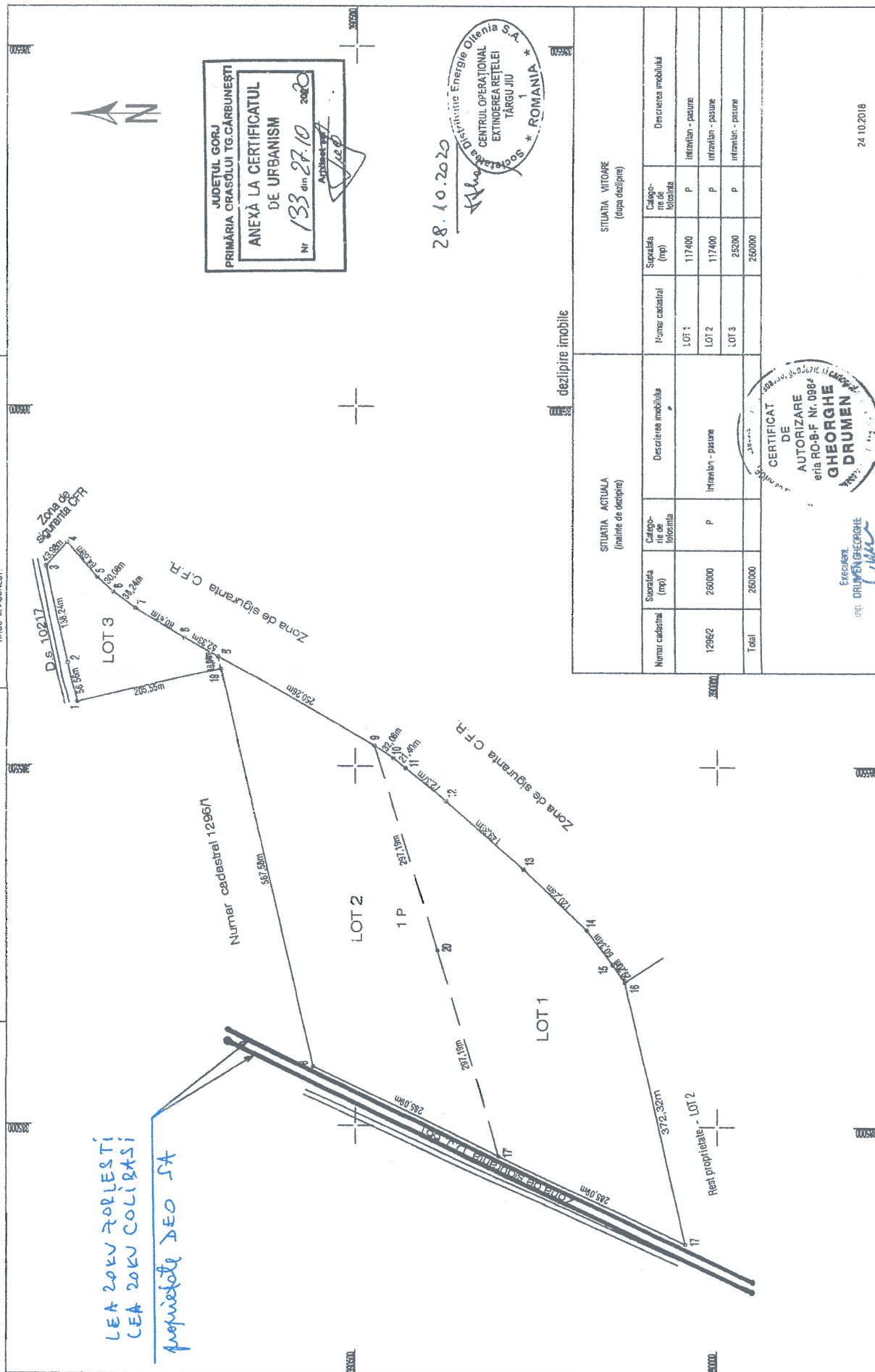
F-PO-01-03 01#02#06_Aviz de amplasament favorabil

Nota: prezentul formular este valabil și pentru situația actualizării avizului de amplasament, după elaborarea studiului de soluție privind eliberarea amplasamentului și paragrafele scrise în format italic sunt parte ale acestui aviz.

Plan de amplasament si delimitare a imobilului cu propunerea de dezlipire

Scara 1:5000

Nr. cadastral	Suprafata masurata a imobilului (mp):	Adresa imobilului
	260000	oras Tg - Carbunesti, sat Cojani, T 71, P 10218-10222, jud. Gorj - intravilan
Cartea Funciara nr		Unitatea Administrativ-teritoriala (UAT)
		TIRGU-CARBUNESTI



SITUAȚIA ACTUALĂ (înainte de dezlipire)			SITUAȚIA VIITOARE (după dezlipire)		
Număr cadastral	Suprafața (mp)	Categorie de folosință	Număr cadastral	Suprafața (mp)	Categorie de folosință
12952	260000	P	LOT 1	117400	P
			LOT 2	117400	P
			LOT 3	25200	P
Total	260000			250000	

CERTIFICAT DE AUTORIZARE
emisa RO-B-F Nr. 0984
GHEORGHE DRUMEN

24.10.2018

ROMÂNIA
MINISTERUL JUSTITIEI



OFICIUL NAȚIONAL AL REGISTRULUI COMERȚULUI

OFICIUL REGISTRULUI COMERȚULUI
DE PE LANGĂ TRIBUNALUL GORJ.....

CERTIFICAT DE ÎNREGISTRARE

Firma: SERG COMBIM S.R.L.

Societate: Municipiul Târgu Jiu, strada: PRIMĂVERII, Nr. 13, Camera 1, Etaj 1st, Județ Gorj

Activitatea: Activitatea 35.11 - Producția de energie electrică

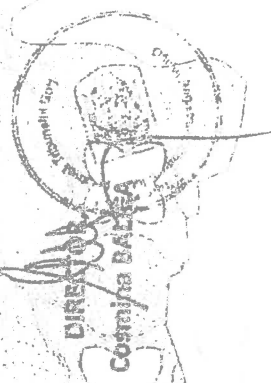
Cod unic de înregistrare: 2456857

din data de: 07.03.2012

Identificator unic în Nivel European (EUID): ROPTNC 113/03/2012

Nr. de ordine în registrul comerțului: 118/03/16.03.2012

Data eliberării: 17.01.2012



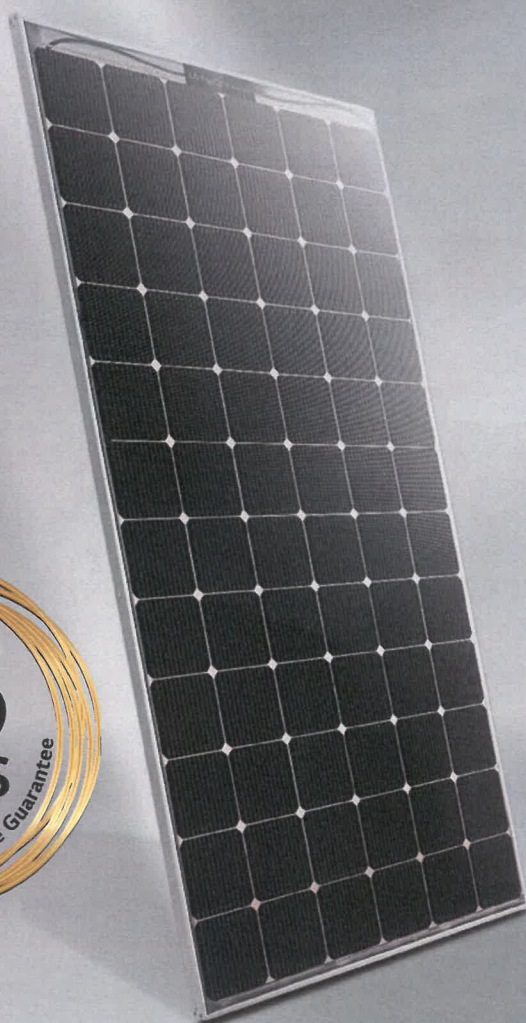
Seria B Nr. 3453653

THE NEXT EVOLUTION LEAP

LG NeON[®] 2BiFacial

BIFACIAL MODULE

**TRANSPARENT
BACKSHEET**



LG NeON[®] 2BiFacial

LG NeON[®] 2 BiFacial – UNLEASH THE POWER!

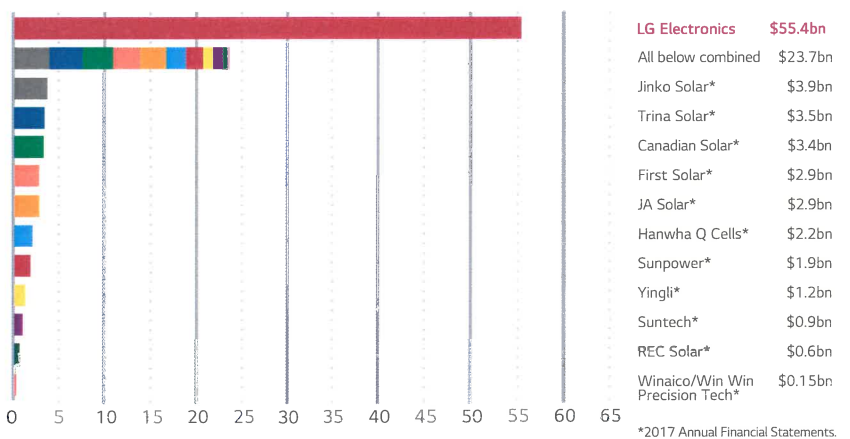
The LG NeON[®] 2 BiFacial is based on the well-known high-performance module LG NeON[®] 2. Already on the front side, the LG410N2T-J5 module reaches with its 72 highly efficient, mono-crystalline cells a basic power of 410 Watt peak (Wp). Through the use of bi-facial cells and a transparent back sheet, the power of the LG NeON[®] 2 solar modules with CELLO technology can now be fully exploited. Thanks to the additional yield from the back side of the module ("bifacial bonus") the overall performance of the LG NeON[®] 2 BiFacial module increases under optimal conditions.

LOCAL GUARANTOR, GLOBAL SECURITY

LG Solar is part of LG Electronics, a global and financially strong company, with over 50 years of experience.

Good to know: LG Electronics is the warrantor for your solar modules. LG Electronics has been present in Europe with many local subsidiaries for decades.

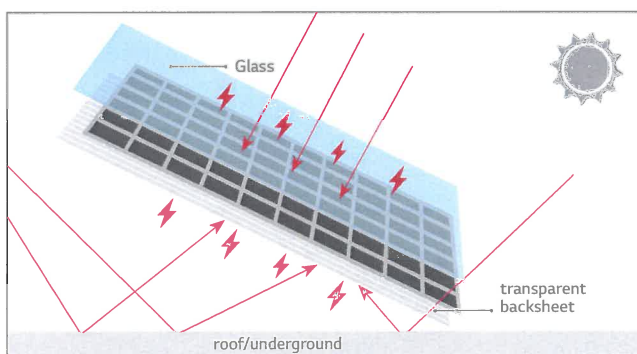
The Warrantor's 2017 Global Sales in Billions of US Dollars



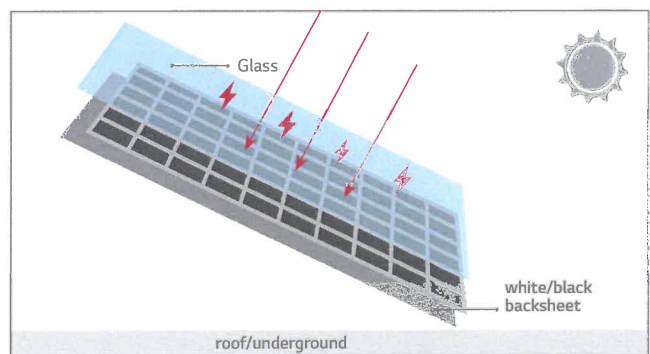
LG NeON[®] 2 BiFacial – BONUS!

Traditional, single-sided active cells and modules can absorb incident light only on the front side and convert it to electricity. The LG NeON[®] 2 BiFacial, however, has double-sided active cells and a translucent foil on the back. This enables to use both the light falling on the front side and on the back side, and increase energy yield under optimal conditions by up to 30 % compared to a monofacial module of equal nominal power.

Bifacial module



Monofacial module



HIGHER YIELD WITH 25-YEARS OF LG PRODUCT AND PERFORMANCE GUARANTEE

Extended Product Warranty

25 yrs

Linear Warranty: 25yrs

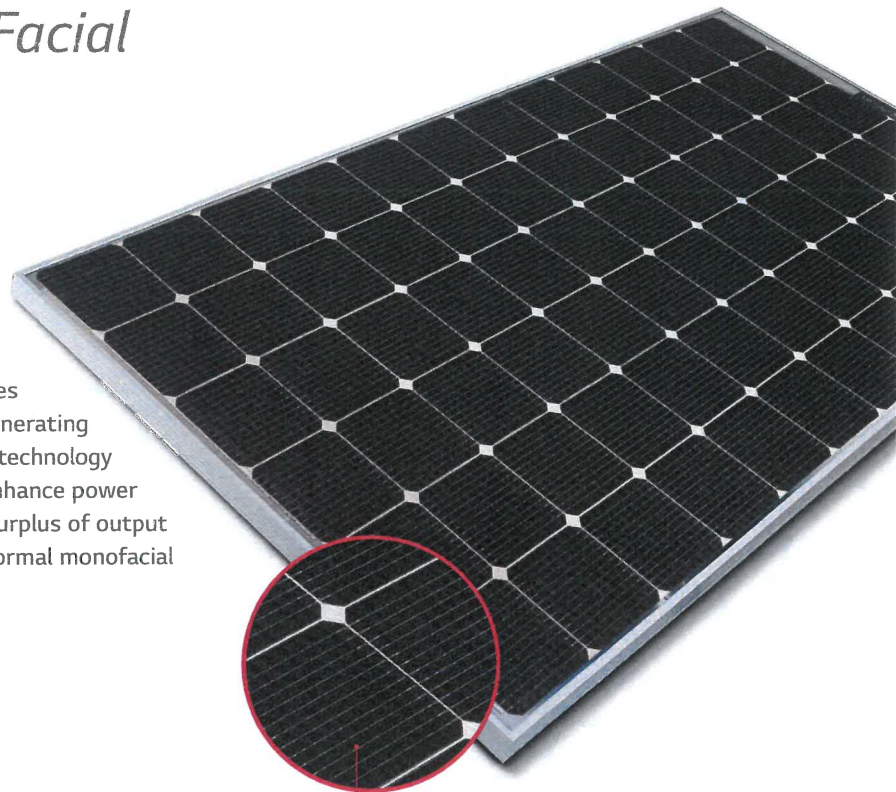


LG NeON[®] 2 BiFacial

LG410N2T-J5 | LG405N2T-J5

72 cell

LG NeON[®] 2 BiFacial is designed to utilize both sides of the PV module for absorbing more light and generating more energy. It also adopts the prizewinning Cello technology which replaces 4 busbars with 12 thin wires to enhance power output and reliability. It is possible to produce a surplus of output energy with LG NeON[®] 2 BiFacial compared with normal monofacial modules.



– CELLO technology
– transparent backsheet

KEY FEATURES



25-year product warranty

In addition to the extended performance warranty, LG has also extended the product warranty for LG NeON[®] 2 BiFacial modules to a strong 25 years.



Better Performance on a Sunny Day

LG NeON[®] 2 BiFacial now performs better than many other modules on sunny days thanks to its improved temperature coefficient.



High Power Output

LG NeON[®] 2 BiFacial has been designed using LG's new CELLO technology. The cell efficiency on the rear side is only slightly lower than on the front side.



Bifacial Energy Yield

It is possible to produce 30 % more energy than with conventional modules under optimal conditions.



More Power also on a Cloudy Day

LG NeON[®] 2 BiFacial gives good performance even on a cloudy day due to its very good weak sunlight performance.



Almost Zero LID (Light Induced Degradation)

The n-type cells used in LG NeON[®] 2 BiFacial have almost no boron, which often causes the initial efficiency drop, of conventional modules.

About LG Electronics

LG Electronics is a global big player, committed to expanding its operations with the solar market. The company first embarked on a solar energy source research program in 1985, supported by LG Group's vast experience in the semi-conductor, LCD, chemistry and materials industries. In 2010, LG Solar successfully released its first MonoX[®] series to the market, which is now available in 32 countries. The LG NeON[®] (previous. MonoX[®] NeON), NeON[®]2, NeON[®]2 BiFacial won the "Intersolar AWARD" in 2013, 2015 and 2016, which demonstrates LG Solar's lead, innovation and commitment to the industry.

Mechanical Properties

Cells	6 x 12
Cell Type	Monocrystalline / N-type
Cell Dimensions	161.7 x 161.7 mm
# of Busbar	12 (Multi Wire Busbar)
Dimensions (L x W x H)	2,024 x 1,024 x 40 mm
Front Load	5,400 Pa
Rear Load	4,300 Pa
Weight	20.3 kg
Connector Type	MC4 / MC
Junction Box	IP68 with 3 Bypass Diodes
Cables	2 x 1200 mm
Glass	High Transmission Tempered Glass
Frame	Anodized Aluminium

Certifications and Warranty

Certifications	IEC 61215-1/-1-1 / 2:20161), IEC 61730-1/2:20161), IEC 61701:2012 Severity 6 ¹ (Salt mist corrosion test) IEC 62716:2013 ¹ (Ammonia corrosion test) ISO 9001, ISO 14001, ISO 50001
Fire Resistance Class	Class C, Fire Class 1 (Italy)
Product Warranty	25 Years
Output Warranty of Pmax	Linear Warranty [*]

^{*} TBD

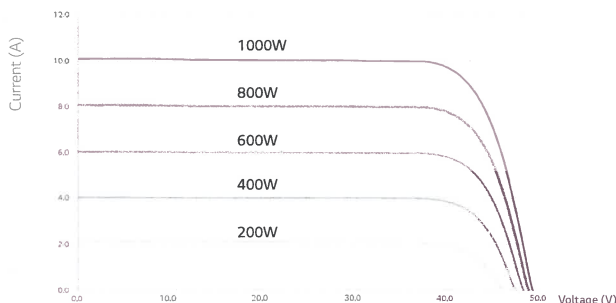
Temperature Characteristics

NMOT	[°C]	42 ± 3
Pmax	[%/°C]	-0.36
Voc	[%/°C]	-0.27
Isc	[%/°C]	0.03

Packaging Configuration

Number of Modules Per Pallet	[EA]	25
Number of Modules Per 40ft HQ Container	[EA]	550
Packaging Box Dimensions (L x W x H)	[mm]	2.080 x 1.120 x 1.221
Packaging Box Gross Weight	[kg]	551

Characteristic Curves



Electrical Properties (STC³)

Model		LG410N2T-J5			LG405N2T-J5		
		STC	BiFi100 [*]	BiFi200 ^{**}	STC [*]	BiFi100 [*]	BiFi200 ^{**}
Maximum Power (Pmax)	[W]	410	435	460	405	430	455
MPP Voltage (Vmpp)	[V]	42.3	42.3	42.3	41.9	41.9	41.9
MPP Current (Impp)	[A]	9.71	10.28	10.87	9.68	10.26	10.86
Open Circuit Voltage (Voc)	[V]	49.9	49.9	49.9	49.8	49.8	49.8
Short Circuit Current (Isc)	[A]	10.30	10.91	11.54	10.26	10.88	11.51
Module Efficiency	[%]	19.5	21.0	22.2	19.5	20.7	22.0
Operating Temperature	[°C]	-40 ~ +90					
Maximum System Voltage	[V]	1,000					
Maximum Series Fuse Rating	[A]	20					
Pmax Bifaciality Coefficient	[%]	70 ± 5					
Power Tolerance	[%]	0 ~ +3					

³STC (Standard Test Condition): Irradiance 1,000 W/m², Module Temperature 25 °C, AM 1.5.

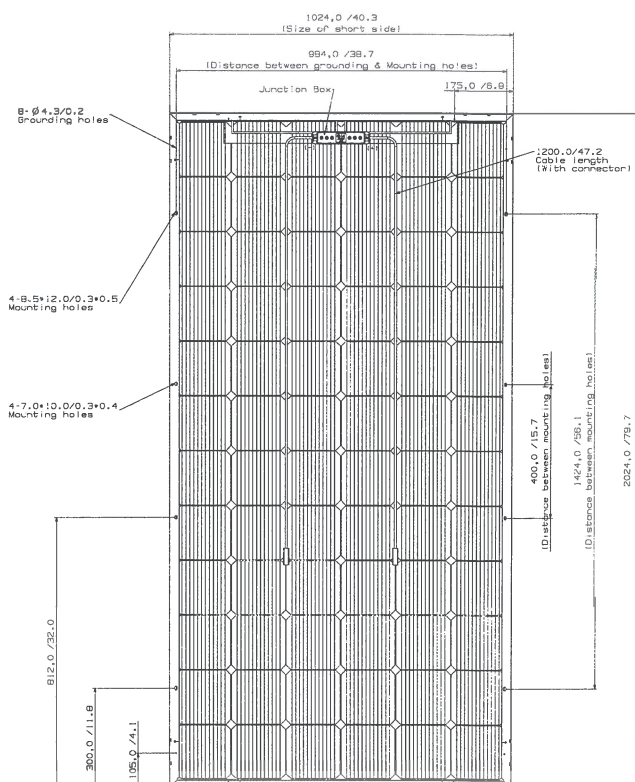
^{*}The electrical properties of BiFi100 and BiFi200 measure under the front side irradiance 1000W/m² + (100W/m² or 200W/m²) * BiFi Use 100W/m² for BiFi100 and 200W/m² for BiFi200

Electrical Properties (NMOT⁴)

Model		LG410N2T-J5			LG405N2T-J5		
		STC	BiFi100 [*]	BiFi200 ^{**}	STC [*]	BiFi100 [*]	BiFi200 ^{**}
Maximum Power (Pmax)	[W]	308	326	345	304	321	341
MPP Voltage (Vmpp)	[V]	39.8	39.8	39.8	39.4	39.4	39.4
MPP Current (Impp)	[A]	7.74	8.20	8.67	7.72	8.18	8.66
Open Circuit Voltage (Voc)	[V]	47.1	47.1	47.1	47.0	47.0	47.0
Short Circuit Current (Isc)	[A]	8.28	8.77	9.28	8.25	8.75	9.25

⁴ NMOT (Nominal Module Operating Temperature): Irradiance 800 W/m², ambient temperature 20 °C, wind speed 1 m/s

Dimensions (mm)



Three Phase Inverter with Synergy Technology

SE50K / SE55K / SE82.8K



INVERTERS

Specifically designed to work with power optimizers

- Easy two-person installation – each unit mounted separately, equipped with cables for simple connection between units
- Balance of System and labor reduction compared to using multiple smaller string inverters
- Independent operation of each unit enables higher uptime and easy serviceability
- No wasted ground area: wall/rail mounted or horizontally mounted under the modules (10° inclination)
- Built-in module-level monitoring with Ethernet or cellular GSM
- Fixed voltage inverter for superior efficiency (98.3%) and longer strings
- Integrated Connection Unit with optional integrated DC Safety Switch – eliminates the need for external DC isolators
- Built-in RS485 Surge Protection, to better withstand lightning events
- Advanced safety features - integrated arc fault protection and optional rapid shutdown

Three Phase Inverter with Synergy Technology

SE50K / SE55K / SE82.8K

	SE50K ⁽¹⁾	SE55K	SE82.8K	
OUTPUT				
Rated AC Power Output	50000 ⁽²⁾	55000	82800	VA
Maximum AC Power Output	50000 ⁽²⁾	55000	82800	VA
AC Output Voltage — Line to Line / Line to Neutral (Nominal)	380/220 ; 400/230			Vac
AC Output Voltage — Line to Line Range / Line to Neutral Range	304 - 437 / 176 - 253 ; 320 - 460 /184 - 264.5			Vac
AC Frequency	50/60 ± 5			Hz
Maximum Continuous Output Current (per Phase) @Vac,nom	76	80	120	A
Grids Supported — Three Phase	3 / N / PE (WYE with Neutral)			V
Maximum Residual Current Injection	250 per unit ⁽³⁾			mA
Utility Monitoring, Islanding Protection, Configurable Power Factor, Country Configurable Thresholds	Yes			
INPUT				
Maximum DC Power (Module STC), Inverter / Unit	67500 / 33750	74500 / 37250	111750 / 37250	W
Transformer-less, Ungrounded	Yes			
Maximum Input Voltage	1000			Vdc
Nominal DC Input Voltage	750			Vdc
Maximum Input Current	74	80	120	Adc
Reverse-Polarity Protection	Yes			
Ground-Fault Isolation Detection	350kΩ Sensitivity per Unit ⁽⁴⁾			
Maximum Inverter Efficiency	98.3			%
European Weighted Efficiency	98			%
Nighttime Power Consumption	< 12			W
ADDITIONAL FEATURES				
Supported Communication Interfaces ⁽⁵⁾	RS485, Ethernet, GSM plug-in (optional)			
RS485 Surge Protection	Built-in			
Rapid Shutdown	Optional ⁽⁶⁾ (Automatic upon AC Grid Disconnect)			
CONNECTION UNIT				
DC Disconnect (optional)	1000V / 2 x 40A		1000V / 3 x 40A	
STANDARD COMPLIANCE				
Safety	IEC-62109, AS3100			
Grid Connection Standards ⁽⁷⁾	VDE-AR-N-4105, G59/3, AS-4777,EN 50438 , CEI-021,VDE 0126-1-1, CEI-016, BDEW			
Emissions	IEC61000-6-2, IEC61000-6-3 , IEC61000-3-11, IEC61000-3-12			
RoHS	Yes			
INSTALLATION SPECIFICATIONS				
Number of Units	2		3	
AC Output Cable	Cable gland — diameter 22-32; PE gland diameter 10-16		Cable gland — diameter 20-38; PE gland diameter 10-16	mm
DC Input ⁽⁸⁾	6 strings, 4-10mm2 DC wire, gland outer diameter 5-10mm / 3 MC4 pairs per unit		9 strings, 4-10mm2 DC wire, gland outer diameter 5-10mm / 3 MC4 pairs per unit	
AC Output Wire	Aluminum or Copper; L, N: Up to 70, PE: Up to 35		Aluminum or Copper; L, N: Up to 95, PE: Up to 50	mm²
Dimensions (H x W x D)	Primary Unit: 940 x 315 x 260; Secondary Unit: 540 x 315 x 260			mm
Weight	Primary Unit: 48; Secondary Unit: 45			kg
Operating Temperature Range	-40 to +60 ⁽⁹⁾			°C
Cooling	Fan (user replaceable)			
Noise	< 60			dBA
Protection Rating	IP65 — Outdoor and Indoor			
Mounting	Bracket provided			

⁽¹⁾ Available in some countries. Refer to: https://www.solaredge.com/sites/default/files/se_inverters_supported_countries.pdf

⁽²⁾ 49990 in the UK

⁽³⁾ If an external RCD is required, its trip value must be ≥ 300mA per unit (≥ 600mA for SE50K/SE55K; ≥ 900mA for SE82.8K)

⁽⁴⁾ Where permitted by local regulations

⁽⁵⁾ Refer to Datasheets -> Communications category on Downloads page for specifications of optional communication options: <http://www.solaredge.com/groups/support/downloads>

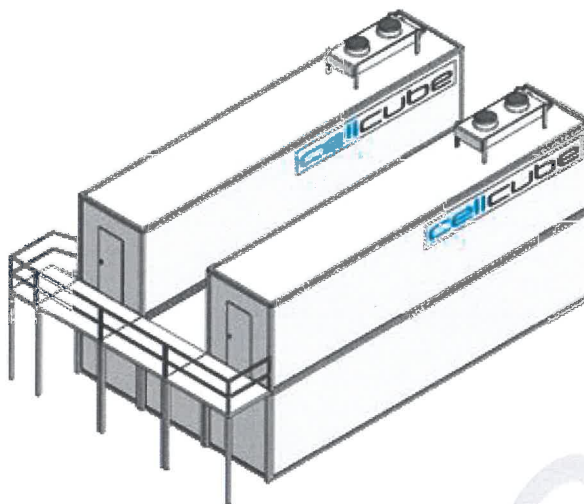
⁽⁶⁾ Inverter with rapid shutdown part number: SExxK-RWRxxxxx; Available for SE55K and SE82.8K

⁽⁷⁾ For all standards refer to Certifications category on Downloads page: <http://www.solaredge.com/groups/support/downloads>

⁽⁸⁾ The DC input type, MC4 or glands, and DC switch depends on the part number ordered. Inverter with glands and DC switch P/N: SExxK-xx0P0BNG4, inverter with glands and without DC switch P/N: SExxKxx0P0BNA4, inverter with MC4 and with DC switch P/N: SExxK-xx0P0BNU4, inverter with MC4 and without DC switch P/N: SExxK-xx0P0BNY4

⁽⁹⁾ For power de-rating information refer to: <https://www.solaredge.com/sites/default/files/se-temperature-derating-note.pdf>

Data Sheet CellCube FB500-2000



Technical Data FB 500-2000

Power and energy	
Rated charge/discharge power*	500 / 500 kW
Max. charge / discharge power	1000 / 750 kW
Usable capacity	2,400 kWh
Capacity at rated power	2,000 kWh
Typ. number of cycles	> 20,000 @ 100% discharge
Auxiliary power consumption	< 1.0 kW (control & safety)
	< 20 kW (pumps & cooling)
DC connections	
DC voltage range	567 ... 907 V
Max. DC current	1.284 A
AC connections	
Nominal AC voltage	400 V / 480 V, 3-phase
Nominal frequency	50 Hz / 60 Hz
Nom. AC current per phase	720 A / 600 A
Power factor (cos φ)	-1 ... +1
Reaction time (grid parallel mode)	< 200 ms
Discharge time at constant power**	
500 kW	4.0 hrs
330 kW	6.5 hrs
170 kW	13.7 hrs
Self-discharge	
Self-discharge (shut down mode***)	< 1% per year
Self-discharge (hot stand-by****)	< 8 kW
Noise emission	
Sound level (distance 10 m)	< 45 dB(A)

Technical Data FB 500-2000

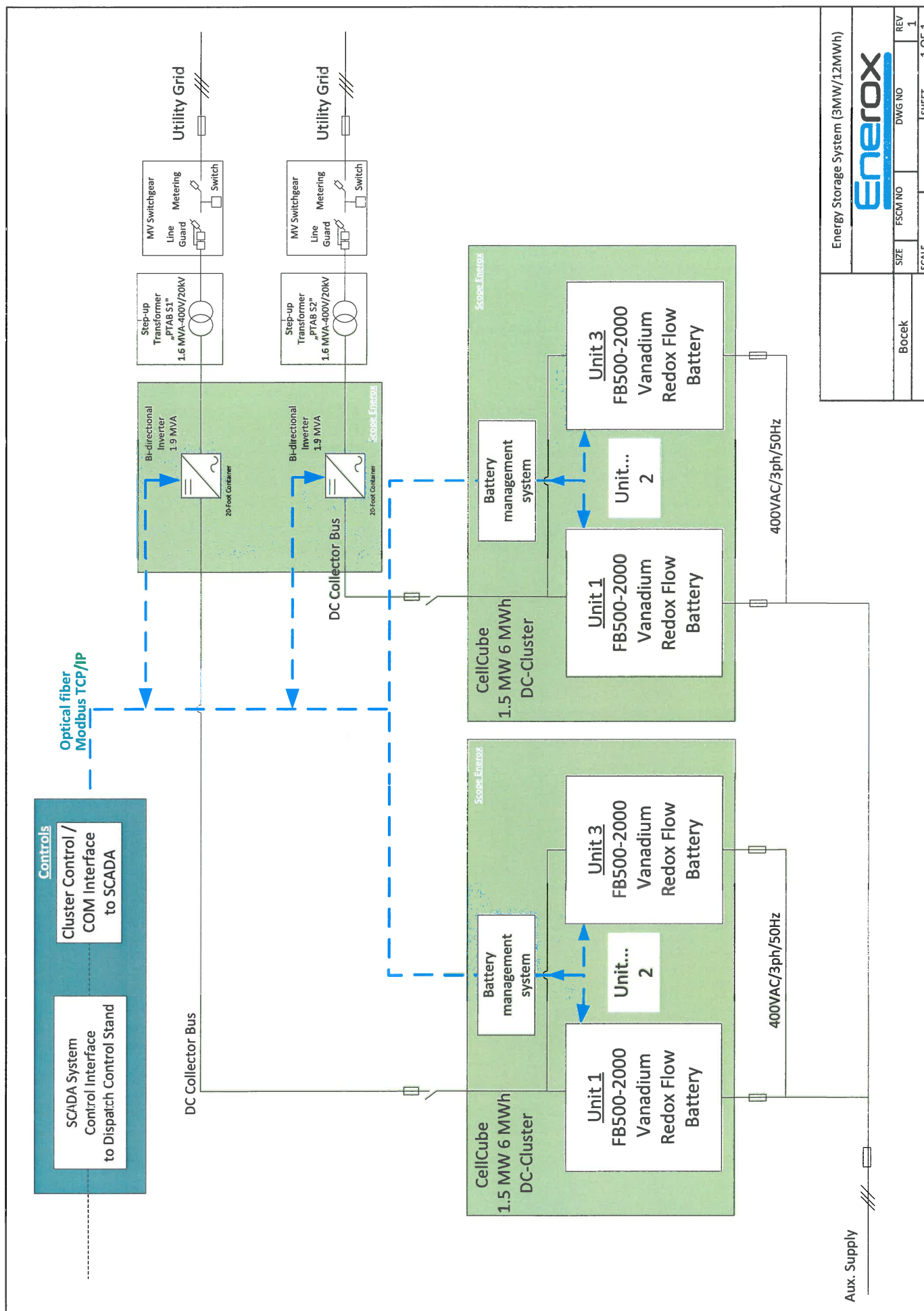
Mechanical data		
Enclosure type		40' ISO HC-containers
Footprint (w/o stairs) L x W		12.2 m (40.0 ft.) x 7.4 m (24.3 ft.)
Area density		27 kWh/m ²
Height w/o cooling system		5.9 m (19.4 ft)
Weight empty	Power unit:	2x 20 t (2x 22,000 lbs)
	Energy unit:	3x 10 t (3x 31,000 lbs)
Weight filled with electrolyte	Power unit:	2x 20 t (2x 28,700 lbs)
	Energy unit:	3x 80 t (3x 170,000 lbs)
Protection rating		IP 54 / NEMA 3
Ambient temperature, standard configuration (storage and operation)		Constant ambient temperature from -15 °C to + 45 °C (+5 °F to 113 °F)
Altitude before PCS-derating		Up to 2,000 m (6,560 ft) above sea level

* all data measured at an electrolyte temperature of 30°C (86 °F)

** Approximate discharge time (starting from CL=100%), at continuous stated power. Actual times may vary depending on operating conditions. Remaining energy capacity delivered at derated power.

*** shut down mode: CELLCUBE is switched off

**** hot stand-by: state in which electrolytes are circulating



Energy Storage System (3MW/12MWh)			
Bocek	SIZE	FSCM NO	DWG NO
	SCALE	REV	1
SHEET		1 OF 1	

Aux. Supply

SUNNY CENTRAL STORAGE 1900 / 2200 / 2475 / 2900



Efficient

- High power density
- Max. efficiency is 98.6%
- Lower transportation costs (up to 4 inverters in a standard shipping container)

Robust

- Proven OptiCool™ technology for intelligent, effective cooling
- Can be installed worldwide outdoors in any ambient condition

Flexible

- Conforms to all relevant grid requirements worldwide
- Four quadrant operation for full reactive power support
- Stand-alone device or turnkey solution with medium-voltage block

Versatile

- Integrated battery communication
- Customized monitoring and control of inverters
- Grid management functions for dynamic grid support
- Integrated voltage supply for internal consumption and external loads

SUNNY CENTRAL STORAGE 1900 / 2200 / 2475 / 2900

Battery inverter for large-scale storage systems

Grid-connected storage systems enable the integration of large amounts of intermittent renewable energy into the utility grid while ensuring maximum grid stability. The Sunny Central Storage is the central component of the SMA system solution for integration of large-scale storage systems. It is designed to compensate fluctuations in solar energy generation and offers comprehensive grid management services, e.g., automatic frequency control. The battery inverter is optimized for continuous operation at nominal load and temperature of -25°C to $+50^{\circ}\text{C}$. Thanks to its wide DC voltage range, it is compatible with various types of battery technologies. The Sunny Central Storage is designed to work with the SMA Fuel Save Controller and is also available as turnkey solution with medium-voltage block.

SUNNY CENTRAL STORAGE 1900 / 2200

Technical Data	SCS 1900*	SCS 2200
Battery side (DC)		
DC Voltage range (at 25 °C / at 50 °C) ¹⁾	500 V to 950 V / 950 V	570 V to 950 V / 950 V
Minimal / Maximal DC voltage ²⁾	490 V / 1100 V	545 V / 1100 V
Max. DC current (at 25 °C / at 50 °C)	3960 A / 3600 A	3960 A / 3600 A
Max. interruption current capability ³⁾	6400 A	6400 A
Number of DC cables per polarity	26	
Grid side (AC)		
Max. AC power (at 25 °C / at 50 °C)	1900 kVA / 1710 kVA	2200 kVA / 2000 kVA
Max. AC current	3300 A	3300 A
Nominal AC voltage / nominal AC voltage range ⁴⁾	337 V / 287 V to 404 V	385 V / 308 V to 462 V
AC power frequency / range	50 Hz / 47 Hz to 53 Hz 60 Hz / 57 Hz to 63 Hz	
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable ¹²⁾	1 / 0 overexcited to 0 underexcited	
Max. total harmonic distortion	< 3% at nominal power	
Min. short-circuit ratio at the AC terminals	2	
Efficiency		
Max. efficiency ⁵⁾ / European efficiency ⁵⁾ / CEC efficiency ⁶⁾	98.6% / 98.3%	98.6% / 98.4% / 98.0%
Protective Devices		
Input-side disconnection point	DC load-break switch	
Output-side disconnection point	AC circuit breaker	
DC overvoltage protection	Surge arrester, type I	
AC overvoltage protection	○ Surge arrester, class I	
Lightning protection (according to IEC 62305-1)	Lightning Protection Level III	
Ground-fault monitoring / remote ground-fault monitoring	○ / ○	
Insulation monitoring	●	
Degree of protection: electronics / air duct / connection area (as per IEC 60529)	IP65 / IP34 / IP34	
General Data		
Dimensions (W / H / D)	2780 mm / 2318 mm / 1588 mm	
Weight	< 3400 kg	
Self-consumption (max. ⁷⁾ / partial load ⁸⁾ / average ⁹⁾	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W	
Self-consumption (standby)	< 300 W	
Auxiliary power supply: integrated 8.4 kVA transformer / external	● / ○	
Operating temperature range	-25 °C to 60 °C	
Noise emission ¹⁰⁾	> 66.4 dB(A)	
Temperature range (standby)	-40 °C to 60 °C	
Temperature range (storage)	-40 °C to 70 °C	
Max. permissible value for relative humidity (condensing / non-condensing)	95% to 100% (2 month/year) / 0% to 95%	
Maximum operating altitude above MSL ¹¹⁾ 1000 m / 2000 m / 3000 m	● / ○ / ○ (with power reduction)	
Fresh air consumption	6500 m³/h	
Features		
DC connection	Terminal lugs on each input (without fuse)	
AC connection	With busbar system (three busbars, one per line conductor)	
Communication	Ethernet, Modbus Master, Modbus Slave	
Enclosure / roof color	RAL 9016 / RAL 7004	
Display	● Indicator lights / ○ HMI touchscreen (10.1")	
Supply transformer for external loads	○ (2.5 kVA)	
Standards and directives complied with	CE, IEC / EN 62109-1, IEC / EN 62109-2	
EMC standards	IEC / EN 61000-6-4, IEC / EN 61000-6-2, EN 55022	
● Standard features ○ Optional * preliminary		
Type designation	SCS-1900-10	SCS-2200-10

1) Another voltage range can be offered on request

2) With power derating

3) Battery short circuit disconnection has to be done on the battery side

4) AC voltage range can be extended for 50 Hz grids only (option „brown power“ must be selected, option „housekeeping“ not combinable)

5) Efficiency measured without internal power supply

6) Efficiency measured with internal power supply, test configuration similar to PV inverter, preliminary

7) Self-consumption at rated operation

8) Self-consumption at < 75% P_n at 25 °C

9) Self-consumption averaged out from 5% to 100% P_n at 25 °C

10) Sound pressure level at a distance of 10 m

11) Values apply only to inverters. Permissible values for SMA MV solutions from SMA can be found in the corresponding data sheets.

12) Depending on the DC voltage

SUNNY CENTRAL STORAGE 2475 / 2900

Technical Data	SCS 2475	SCS 2900
Battery side (DC)		
DC Voltage range (at 25 °C / at 50 °C) ¹⁾	634 V to 1000 V / 1000V	740 V to 950 V / 850 V
Minimal / Maximal DC voltage ²⁾	614 V / 1100 V	720 V / 1000 V
Max. DC current (at 25 °C / at 50 °C)	3960 A / 3600 A	4100 A / 3700 A
Max. interruption current capability ³⁾	6400 A	6400 A
Number of DC cables per polarity	26	
Grid side (AC)		
Max. AC power (at 25 °C / at 50 °C)	2475 kVA / 2250 kVA	2900 kVA / 2670 kVA
Max. AC current	3292 A	3265 A
Nominal AC voltage / nominal AC voltage range ⁴⁾	434 V / 347 V to 520 V	520 V / 468 V to 572 V
AC power frequency / range	50 Hz / 47 Hz to 53 Hz 60 Hz / 57 Hz to 63 Hz	
Power factor at rated power / displacement power factor adjustable ¹²⁾	1 / 0 overexcited to 0 underexcited	1 / 0.8 overexcited to 0.8 underexcited
Max. total harmonic distortion	< 3% at nominal power	
Min. short-circuit ratio at the AC terminals	2	
Efficiency		
Max. efficiency ⁵⁾ / European efficiency ⁵⁾ / CEC efficiency ⁶⁾	98.6% / 98.4% / 98.0%	max. eta 98.6%
Protective Devices		
Input-side disconnection point	DC load-break switch	
Output-side disconnection point	AC circuit breaker	
DC overvoltage protection	Surge arrester, type I	
AC overvoltage protection	○ Surge arrester, class I	
Lightning protection (according to IEC 62305-1)	Lightning Protection Level III	
Ground-fault monitoring / remote ground-fault monitoring	○ / ○	
Insulation monitoring	●	
Degree of protection: electronics / air duct / connection area (as per IEC 60529)	IP65 / IP34 / IP34	
General Data		
Dimensions (W / H / D)	2780 mm / 2318 mm / 1588 mm	
Weight	< 3400 kg	
Self-consumption (max. ⁷⁾ / partial load ⁸⁾ / average ⁹⁾)	< 8100 W / < 1800 W / < 2000 W	
Self-consumption (standby)	< 300 W	
Auxiliary power supply: integrated 8.4 kVA transformer / external	● / ○	
Operating temperature range	-25 °C to 60 °C	
Noise emission ¹⁰⁾	66.4 dB(A)	
Temperature range (standby)	-40 °C to 60 °C	
Temperature range (storage)	-40 °C to 70 °C	
Max. permissible value for relative humidity (condensing / non-condensing)	95% to 100% (2 month/year) / 0% to 95%	
Maximum operating altitude above MSL ¹¹⁾ 1000 m / 2000 m / 3000 m	● / ○ / ○ (with power reduction)	
Fresh air consumption	6500 m³/h	
Features		
DC connection	Terminal lugs on each input (without fuse)	
AC connection	With busbar system (three busbars, one per line conductor)	
Communication	Ethernet, Modbus Master, Modbus Slave	
Enclosure / roof color	RAL 9016 / RAL 7004	
Display	● Indicator lights / ○ HMI touchscreen (10.1")	
Supply transformer for external loads	○ (2.5 kVA)	
Standards and directives complied with	CE, IEC / EN 62109-1, IEC / EN 62109-2	
EMC standards	IEC / EN 61000-6-4, IEC / EN 61000-6-2, EN 55022	
● Standard features ○ Optional		
Type designation	SCS-2475-10	SCS-2900-10

1) Another voltage range can be offered on request

2) With power derating

3) Battery short circuit disconnection has to be done on the battery side

4) AC voltage range can be extended for 50 Hz grids only (option „brown power“ must be selected, option “housekeeping” not combinable).

5) Efficiency measured without internal power supply

6) Efficiency measured with internal power supply, test configuration similar to PV inverter, preliminary

7) Self-consumption at rated operation

8) Self-consumption at < 75% P_n at 25 °C

9) Self-consumption averaged out from 5% to 100% P_n at 25 °C

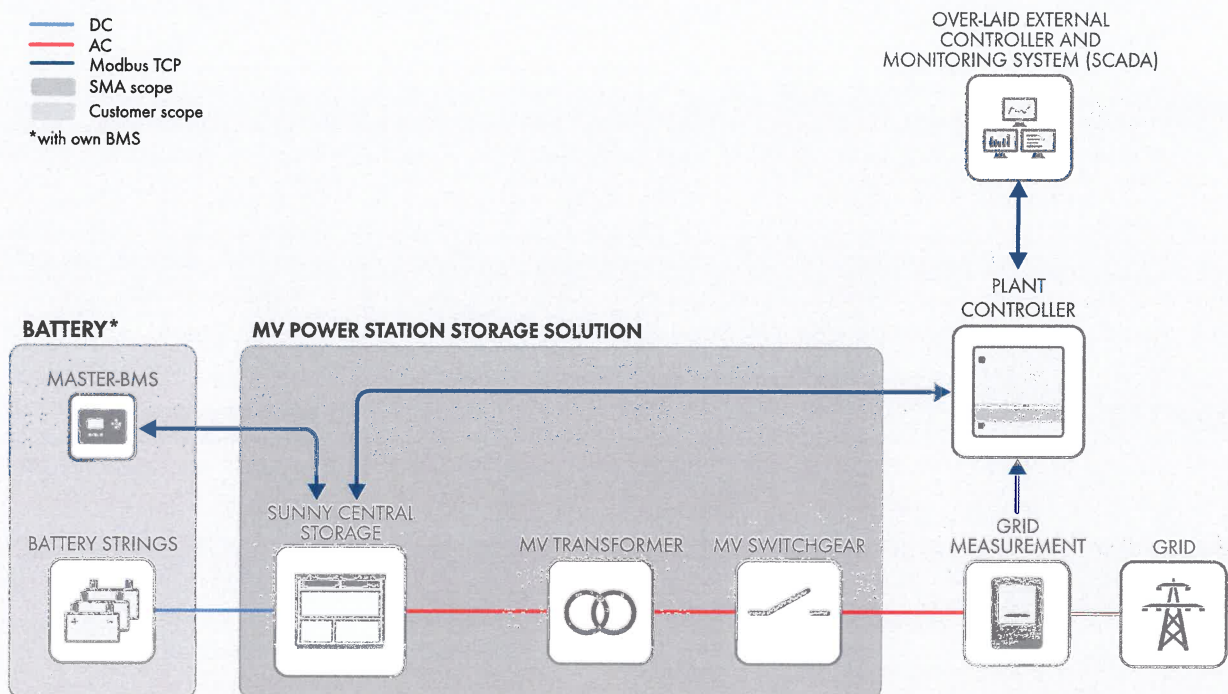
10) Sound pressure level at a distance of 10 m

11) Values apply only to inverters. Permissible values for SMA MV solutions from SMA can be found in the corresponding data sheets.

12) Depending on the DC voltage

SUNNY CENTRAL STORAGE APPLICATIONS

- Provides ancillary grid services
- Supports the growth of renewable energy in public grids
- Increases fuel saving potential in PV hybrid diesel systems



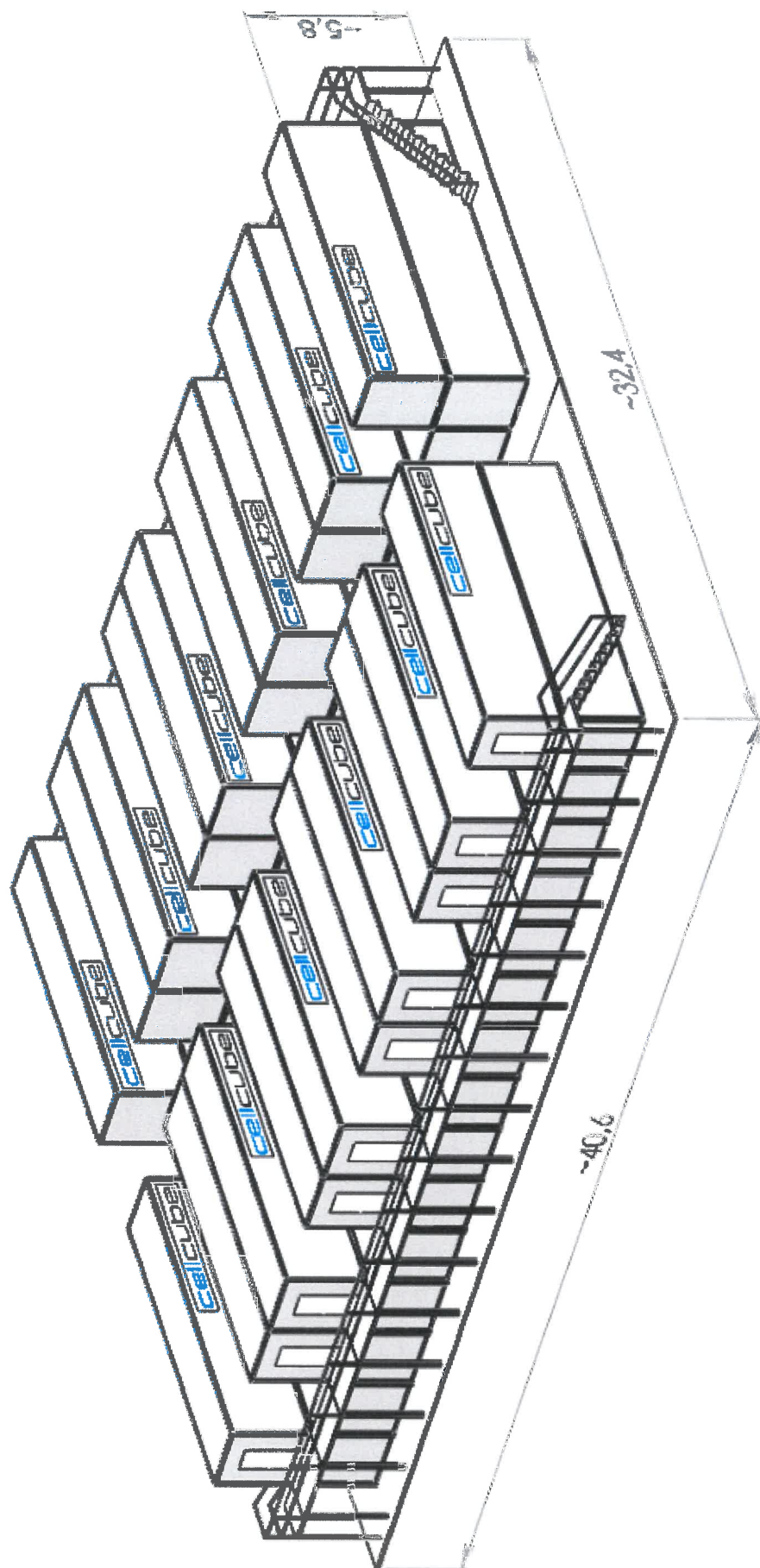
By combining several of these schemes, higher power systems can be realized

Grid-connected functions

- Setpoints for active and reactive power
- Static grid support $Q(U)$, $P(f)$
- Dynamic grid support (FRT)
- Active islanding detection (AID)
- High compatibility with different battery types

Compatible with energy management system functionalities

- External static grid supporting functions
- Ramp-rate control of PV power
- Peak shaving
- Energy shifting
- Genset optimization control
- Reducing necessary spinning reserve of gensets
- Battery start-up and stop sequence
- Operates the battery within optimal operation window
- Grid Forming
- Black Start





Certificate

Manufacturer / applicant: SMA Solar Technology AG
Sonnenallee 1
34266 Niestetal
Germany

Product type: Grid-tied photovoltaic inverter

Model: SC 4000 UP, SC 4200 UP, SC 4400 UP, SC 4600 UP

SCS-1900-10, SCS-2200-10, SCS-2475-10, SCS-2900-10, SCS 3450 UP, SCS 3600 UP, SCS 3800 UP, SCS 3950 UP
SC-3000-EV-10, SC-2750-EV-10, SC-2500-EV-10, SC-2475-10, SC-2200-10

The certificate refers to the stated model(s) which passed the tests according to the applicable standard(s):

IEC 62109-1:2010, EN 62109-1:2010, DIN EN 62109-1:2011

Safety of power converters for use in photovoltaic power systems – Part 1: General requirements

IEC 62109-2:2011, EN 62109-2:2011, DIN EN 62109-2:2012

Safety of power converters for use in photovoltaic power systems - Part 2: Particular requirements for inverters

Report number: 15TH0407-IEC62109-1_0
15TH0407-IEC62109-2_0

Certification program: NSOP-0033-DEU-ZE-V01

Certificate number: U20-0407

Date of issue: 2020-06-08



A partial representation of the certificate requires the written permission of Bureau Veritas Consumer Products Services Germany GmbH

Certification body of Bureau Veritas Consumer Products Services Germany GmbH
Accredited according to DIN EN ISO/IEC 17065

Ratings:	SC 4600 UP		SC 4400 UP		SC 4200 UP		SC 4000 UP	
Ambient temperature [°C]:	25	50	25	50	25	50	25	50
MPP DC voltage range [V]:	1003 - 1325	1003 - 1100	962 - 1325	962 - 1100	921 - 1325	921 - 1100	880 - 1325	880 - 1100
Max. DC voltage [V]:	1500		1500		1500		1500	
Output AC voltage [V]:	690, 50/60 Hz		660, 50/60 Hz		630, 50/60 Hz		600, 50/60 Hz	
Output power [kVA]:	4600	3910	4400	3740	4200	3570	4000	3400

Ratings:	SCS 3950 UP		SCS 3800 UP		SCS 3600 UP		SCS 3450 UP	
Ambient temperature [°C]:	25	50	25	50	25	50	25	50
MPP DC voltage range [V]:	1003 - 1500	1003 - 1500	962 - 1500	962 - 1500	921 - 1500	921 - 1500	880 - 1500	880 - 1500
Max. DC voltage [V]:	1500		1500		1500		1500	
Output AC voltage [V]:	690, 50/60 Hz		660, 50/60 Hz		630, 50/60 Hz		600, 50/60 Hz	
Output power [kVA]:	3960	3365	3800	3230	3620	3075	3450	2930

Ratings:	SCS-1900-10		SCS-2200-10		SCS-2475-10		SCS-2900-10	
Ambient temperature [°C]:	25	50	25	50	25	50	25	50
MPP DC voltage range [V]:	500 - 950	500 - 950	570 - 950	570 - 950	634 - 1000	634 - 1000	740 - 1100	740 - 1100
Max. DC voltage [V]:	1100		1100		1100		1100	
Output AC voltage [V]:	337, 50/60 Hz		385, 50/60 Hz		434, 50/60 Hz		520, 50/60 Hz	
Output power [kVA]:	1900	1710	2200	2000	2475	2250	2940	2670

Ratings:	SC-3000-EV		SC-2750-EV-10		SC-2500-EV-10		SC-2200-10	
Ambient temperature [°C]:	35	50	35	50	35	50	35	50
MPP DC voltage range [V]:	930 - 1425	930 - 1275	875 - 1425	875 - 1275	850 - 1425	850 - 1275	570 - 950	570 - 800
Max. DC voltage [V]:	1500		1500		1500		1100	
Output AC voltage [V]:	655, 50/60 Hz		600, 50/60 Hz		550, 50/60 Hz		385, 50/60 Hz	
Output power [kVA]:	3000	2700	2750	2500	2500	2250	2200	2000

Ratings:	SC-2475-10	
Ambient temperature [°C]:	35	50
MPP DC voltage range [V]:	800 - 950	800 - 950
Max. DC voltage [V]:	1100	
Output AC voltage [V]:	434, 50/60 Hz	
Output power [kVA]:	2475	2250



**BUREAU
VERITAS**

Certificate of compliance

Applicant: SMA Solar Technology AG
Sonnenallee 1, 34266 Niestetal
Germany

Product: Grid-tied photovoltaic (PV) inverter & Grid-tied bi-directional battery converter

Model: Grid connected photovoltaic inverter:
SC 4000 UP, SC 4200 UP, SC 4400 UP, SC 4600 UP,
SC 2500-EV-10
Grid-tied bi-directional battery converter:
SCS 1900-10, SCS 2900-10

Use in accordance with regulations:

Automatic disconnection device with three-phase mains surveillance in accordance with EN 50549-2:2019 for photovoltaic systems with a three-phase parallel coupling via an inverter in the public mains supply. The automatic disconnection device is an integral part of the aforementioned inverter.

Connection rule: EN 50549-2:2019:
Requirements for generating plants to be connected in parallel with distribution networks - Part 2:
Connection to a MV distribution network - Generating plants up to and including Type B

Regulations: Commission Regulation (EU) 2016/631 of April 2016
Establishing a network code on requirements for grid connection of generators

Standards / directives for testing: FGW TG3, Rev. 25: 2018-09-01
CEI 0-16:2019-04
IEC 62116:2014

The power generating units, stated in the certificate, were tested and certified according to the technical guidelines referenced to the grid connection regulation. The electrical characteristics fulfil the requirements of the grid connection regulation:

- 4.4 Normal operating range
- 4.5 Immunity to disturbances
- 4.6 Active response to frequency deviation
- 4.7 Power response to voltage changes
- 4.8 EMC and power quality
- 4.9 Interface protection
- 4.10 Connection and starting to generate electrical power
- 4.11 Ceasing and reduction of active power on set point

This certificate proves the conformity of a generating unit. However, some requirements, such as FSM or reactive power capacity, are applicable on the generating plant level, which assessment is out of the scope of this certificate. As a consequence, it is possible that the conformity assessment of a generating unit does not cover all aspects of the above mentioned standardization documents, typically when a requirement is rather evaluated on a plant level.

At the time of issue of this certificate, the safety concept of an aforementioned representative product corresponds to the valid safety specifications for the specified use in accordance with regulations.

Report number: 15TH0407_EN50549-2_0 **Certification scheme:** NSOP-0032-DEU-ZE-V01
Certificate number: U20-1009 **Date of issue:** 2020-11-14

Certification body

Thomas Lammel



Certification body of Bureau Veritas Consumer Products Services Germany GmbH accredited according to DIN EN ISO/IEC 17065
A partial representation of the certificate requires the written approval of Bureau Veritas Consumer Products Services Germany GmbH

Type Approval and declaration of compliance with the requirements of EN 50549-2				
Unit / Type	SUNNY CENTRAL UP			
	SC 4000 UP		SC 4200 UP	
Firmware version	07.01.03.R			
Temperature dependence [°C]	25	50	25	50
MPP DC voltage range [V].....	880 - 1325	880 - 1100	921 - 1325	921 - 1100
Input DC voltage range [V]	849 - 1500		891 - 1500	
Input DC current [A]	max. 4750			
Nominal output AC voltage [V].....	600, 3~ + PE, 50Hz		630, 3~ + PE, 50Hz	
AC voltage range [V].....	480 ~ 720		504 ~ 756	
Nominal output AC current [A]	3850	3273	3850	3273
Nominal active output power [kW]	4000	3400	4200	3570
Max. apparent / active output power [kVA / kW].....	4000	3400	4200	3570
Unit / Type	SUNNY CENTRAL UP			
	SC 4400 UP		SC 4600 UP	
Firmware version	07.01.03.R			
Temperature dependence [°C]	25	50	25	50
MPP DC voltage range [V].....	962 - 1325	962 - 1100	1003 - 1325	1003 - 1100
Input DC voltage range [V]	934 - 1500		976 - 1500	
Input DC current [A]	max. 4750			
Nominal output AC voltage [V].....	660, 3~ + PE, 50Hz		690, 3~ + PE, 50Hz	
AC voltage range [V].....	528 ~ 759		552 ~ 759	
Nominal output AC current [A]	3850	3273	3850	3273
Nominal active output power [kW]	4400	3740	4600	3910
Max. apparent / active output power [kVA / kW].....	4400	3740	4600	3910

Unit / Type..... :	SUNNY CENTRAL STORAGE			
	SCS 1900-10		SCS 2900-10	
Firmware version	07.01.03.R			
Temperature dependence [°C]..... :	25	50	25	50
DC operating voltage range [V]..... :	477 - 1100		740 - 1100	
Input DC current [A]	max. 4060		max. 4110	
Nominal output AC voltage [V]..... :	337, 3~ + PE, 50Hz		520, 3~ + PE, 50Hz	
AC voltage range [V]..... :	270 ~ 404		416 ~ 624	
Nominal output AC current [A]	3255	2960	3265	2968
Nominal active output power [kW]..... :	1900	1727	2940	2673
Max. apparent / active output power [kVA / kW]	1900	1727	2940	2673
Unit / Type..... :	SUNNY CENTRAL SC 2500-EV-10			
Firmware version	07.01.03.R			
Temperature dependence [°C]..... :	35		50	
MPP DC voltage range [V]..... :	850 - 1425		850 - 1200	
Input DC voltage range [V]..... :	778 - 1500			
Input DC current [A]	max. 3200			
Nominal output AC voltage [V]..... :	550, 3~ + PE, 50Hz			
AC voltage range [V]..... :	440 ~ 660			
Nominal output AC current [A]	2624		2362	
Nominal active output power [kW]..... :	2500		2250	
Max. apparent / active output power [kVA / kW]	2500		2250	

Description of the structure of the power generation unit:

The DC input is connected to wiring terminals. The input provides fuses for every DC input which are monitored by a fuse monitoring system and an overvoltage protection build of varistors to PE. The input current is measured via a current sensor. Afterwards there is the DC switch. EMC filtering is done via x-capacitors, y-capacitors and inductances. After the EMC filter, the Control Board checks the DC input voltage and current, before it is going to the IGBT modules which are also monitored by the control board with the gate driver control unit. A B6 inverter makes the PWM signal. The PWM signal is smoothed by a LC filter into a sine wave. The AC current is measured by current sensors and the DC current directly after the PV-fuses. The unit does not provide galvanic separation from input to output (transformerless inverter).

Parameter Table



Parameter list of PGU series SC(S)

1. Information regarding the power generating unit

Type designation (clear identification of the type)	Rated power [kW] @ cos φ = 1; @ 25°C	Rated active current [A] @ 25°C
SC 2200	2200	3300
SC 2475	2475	3300
SC 2500-EV	2500	2624
SC 2750-EV	2750	2646
SC 3000-EV	3000	2646
SC 4000 UP	4000	3850
SC 4200 UP	4200	3850
SC 4400 UP	4400	3850
SC 4600 UP	4600	3850
SCS 1900	1900	3255
SCS 2200	2200	3300
SCS 2475	2475	3292
SCS 2900	2900	3265
SCS 3450 UP	3450	3320
SCS 3450 UP-XT	4000	3850
SCS 3600 UP	3620	3320
SCS 3600 UP-XT	4200	3850
SCS 3800 UP	3800	3320
SCS 3800 UP-XT	4400	3850
SCS 3950 UP	3960	3320
SCS 3950 UP-XT	4600	3850
SC 2660 UP	2660	
SC 2800 UP	2800	
SC 2930 UP	2930	
SC 3060 UP	3060	
SCS 2300 UP-XT	2300	
SCS 2400 UP-XT	2400	
SCS 2530 UP-XT	2530	
SCS 2630 UP-XT	2630	



2. Relevant parameters for the electrical behaviour

General parameter settings (rated values or reference values): parameters marked in green depend on the inverter type. Type depending parameters refer to device **SC4600 UE**.

Parameter set for the default values: "VDE-AR-N 4110"

No.	Name	Description	Unit	Setting range		Default value (acc. to parameter set)
				Min.	Max.	
	WRtg	Rated (max.) active power	kW	0	5000	4600
	VARtg	Rated (max.) apparent power	kVA	0	5000	4600
	VolRtg	Rated voltage	V			690
	AmpRtg	Rated (max.) current	A			3850
	HzRtg	Rated frequency	Hz			50
	VARtg	Rated (max.) reactive power overexcited	kVAr	0	5000	2760
	VARtg	Rated (max.) reactive power overexcited	kVAr	0	5000	2760
Operating power limited by grid operator						
	WGra	Active power ramp in case of grid operator specification (increase and decrease)	p.u./s	0	100	0,2
	GriMng.WMod	The source for the specification of the external active power control is configured in the parameter GriMng.WMod				WCtlCom
	GriMng.WMod -> WCtlAnln	Analogue specification of active power (4.0...20.0mA)		N/A		
	GriMng.WMod -> WCtlCom	Specification of active power via BUS system		N/A		
	GriMng.WMod -> WCtlMan	Manual specification of active power via user interface		N/A		
	GriMng.WMod -> WCtlMan -> WSptMan	The parameter WSptMan defines the amount of active power to be fed in and can be changed during feed-in operation. The parameter WSptMan must not be greater than the parameter WRtg	kW	-5000	+5000	2000
Active Power Setpoints						
	WSptMax	Active power, maximum setpoint	kW	-5000	+5000	4600
	WSptMaxMan	Active power, manual maximum setpoint	kW	-5000	+5000	4600



No.	Name	Description	Unit	Setting range		Default value (acc. to parameter set)
				Min.	Max.	
	WSptMaxFib	Active power, maximum setpoint for fallback operation	kW	-5000	+5000	4600
	GriMng.WMaxMod	Grid system services: maximum setpoint active power	-	WMaxCtlCom WMaxCtlMan		WMaxCtlMan
	WSptMaxMinFilMod	Filter for maximum/minimum active power setpoint, activation	-	ENABLE	DISABLE	DISABLE
	WSptMaxMinFilTm	Maximum/Minimum active power setpoint filter time constant	s	0,000	100,000	0,500
	WSptMaxMinGraMod	Gradient for maximum/minimum active power setpoint, activation		ENABLE	DISABLE	ENABLE
	WSptMaxMinGra	Positive/Negative gradient for maximum/minimum active power setpoint	p.u./s	0,0000	100,0000	0,2000
	WSptMin	Active power, minimum setpoint	kW	-5000	+5000	0
	WSptMinMan	Active power, manual minimum setpoint	kW	-5000	+5000	0
	WSptMinFib	Active power, minimum setpoint for fallback operation	kW	-5000	+5000	0
	GriMng.WMinMod	Grid system services: minimum setpoint active power		WMinCtlCom WMinCtlMan		WMinCtlMan
Active power feed-in as a function of grid frequency						
	WCtlHzLoHi	P(f) function				
	WCtlHzLoHiMod	Frequency characteristic VDE 4110 / 4120	-	Disabled	Enabled	Enabled
	WCtlHzLoHi.HzOv1	Start frequency P(f) (Start of frequency regulation - power reduction)	Hz	0	70	50,2
	WCtlHzLoHi.HzStopMax	End frequency P(f) (End of frequency regulation - power reduction)	Hz	0	70	50,15
	WCtlHzLoHi.HzOvGra1	Active power gradient with P(f) - power reduction	%Pnom/Hz	-1000	0	-40
	WCtlHzLoHi.HzUn1	Start frequency P(f) (Start of frequency regulation - power increase)	Hz	0	70	49,8
	WCtlHzLoHi.HzStopMin	End frequency P(f) (End of frequency regulation - power increase)	Hz	0	70	49,85
	WCtlHzLoHi.HzUnGra1	Active power gradient with P(f) - power increase	%Pnom/Hz	-1000	0	-40



No.	Name	Description	Unit	Setting range		Default value (acc. to parameter set)
				Min.	Max.	
	WCIIHzLoHi.OvGraW RefMod	P(f) in case of overfrequency: Active power reference for the gradient	-	WNOM WACTUAL WSNPTMAX		WNOM
	WCIIHzLoHi.UnGraW RefMod	P(f) in case of underfrequency: Active power reference for the gradient	-	WNOM WACTUAL WSNPTMAX		WNOM
	WCIIHzLoHi.DrgIndOv Ena	P(f) in case of overfrequency: behavior when frequency is decreasing	-	ENABLE	DISABLE	DISABLE
	WCIIHzLoHi.DrgIndUn Ena	P(f) in case of underfrequency: behavior when frequency is increasing	-	ENABLE	DISABLE	DISABLE
	WCIIHzLoHi.WGra	Frequency-dependent active power control in case of over-/underfrequency: gradient for the active power setpoint when returning to dead band	%Pnom/ Minute	0	600000	9
Active power feed-in depending on grid voltage						
	WCIIVol	P(U) function				
	WCIIVol.Ena	AC Voltage-dependent active power control, activation	-	ENABLE	DISABLE	DISABLE
	WCIIVol.CrvNumPt	AC Voltage-dependent active power control: Number of used curve points		1	4	2
	WCIIVol.Vol1	AC Voltage-dependent active power control: Voltage at reference point 1	pu	0	2	1,1
	WCIIVol.Vol2	AC Voltage-dependent active power control: Voltage at reference point 2	pu	0	2	1,2
	WCIIVol.Vol3	AC Voltage-dependent active power control: Voltage at reference point 3	pu	0	2	2
	WCIIVol.Vol4	AC Voltage-dependent active power control: Voltage at reference point 4	pu	0	2	2
	WCIIVol.W1	AC Voltage-dependent active power control, Active power at reference point 1	%	0	200	100



No.	Name	Description	Unit	Setting range		Default value (acc. to parameter set)
				Min.	Max.	
	WCtIVol.W2	AC Voltage-dependent active power control, Active power at reference point 2	%	0	200	0
	WCtIVol.W3	AC Voltage-dependent active power control, Active power at reference point 3	%	0	200	0
	WCtIVol.W4	AC Voltage-dependent active power control, Active power at reference point 4	%	0	200	0
	WCtIVol.RefMod	Selection of the active power to be used as a reference for the active power reduction • WNom - Reduction is based on the nominal active power of the inverter (WRtg) • W actual - Reduction is based on the instantaneous active power at the time of shortfall of the voltage threshold • WSnptMax - Reduction is based on the difference between the maximum charging and discharging power (for battery operation)				
	WCtIVol.WGraEna	Activation of a gradient, by which the active power is changed at the most in case of a voltage variation		ENABLE	DISABLE	DISABLE
	WCtIVol.WGraPos	Gradient for the ramp after a voltage reduction	%/s	0	1000	100
	WCtIVol.WGraNeg	Gradient for the ramp after a voltage increase	%/s	0	1000	100
Active power gradient following disconnection from the grid						
	WGraReconMod	If enabled, the inverter restarts using the gradient which is defined in parameter WGraRecon		ENABLE	DISABLE	ENABLE
	WGraRecon	Active power gradient after fault (P per min) related to reference values	p.u./s	0	1	0,001333
Reconnection time following disconnection from the grid						
	GriErrTm	Time until reconnection after fault	s	0	3600	30
Reactive power provision						



No.	Name	Description	Unit	Setting range		Default value (acc. to parameter set)
				Min.	Max.	
	GriMng.VArMod	Mode of external reactive power control is configured in this parameter		PFCtlMan PFCtl-Com PFCtlAnIn VArCtlMan VArCtlCom AutoCom VArCtlAnIn Off		VArCtlMan
	GriMng.InvVArMod	The Mode for specifications set directly on the inverter for reactive power control is configured in this parameter		VArCtlVol (Q(U)) VArCtlVolPi PFCtlW (cosphi(P)) VArCtlW (Q(P)) Off		Off
		The inverter control adds up both reactive power setpoints and feeds the sum of the reactive power into the utility grid.				
	GriMng.VArMod -> PFCtlMan	Cos phi specifications, manual Entry of displacement power factor via fixed specification defined in parameter PFSptMan		-1,0000	1,0000	1,0000
	GriMng.VArMod -> PFCtlCom	Cos phi specifications, external Specifications of the electric utility company for the displacement power factor transmitted via Further information see Modbus protocol description		N/A		
	GriMng.VArMod -> PFCtlAnIn	PFCtlAnIn - 4.0 mA to 20.0 mA input, ripple control signals via the analog inputs of the inverter		N/A		
	GriMng.VarMod -> VArCtlMan	VArCtlMan - Entry of reactive power via fixed specification defined in parameter VArSptMan		N/A		
	GriMng.VarMod -> VArCtlCom	VArCtlCom - Specifications of the electric utility company for the reactive power values transmitted via Modbus protocol.		N/A		
	GriMng.VarMod -> AutoCom	AutoCom - Specifications of the electric utility company that are transmitted via Modbus protocol. The inverter recognizes automatically from the data		N/A		



No.	Name	Description	Unit	Setting range		Default value (acc. to parameter set)
				Min.	Max.	
		format whether a reactive power value or a displacement power factor is being used.				
	GriMng.VarMod -> VArCtIAIn,	VArCtIAIn - 4.0 mA to 20.0 mA input, ripple control signals via the analog inputs of the inverter				N/A
	GriMng.VarMod -> Off	Off - The inverter does not provide reactive power.				N/A
	GriMng.InvVArMod -> VArCtIVol	Q(U) function				
	VArCtIVol.LoVolRef1Hi VolRef1	Voltage quotient at which reactive power feed-in is zero	pu	0,000	2,000	1,000
	VArCtIVol.HiVolRef2	Threshold of the voltage quotient at increased grid voltage reference point 2	pu	0,000	2,000	1,055
	VArCtIVol.HiVolRef3	Threshold of the voltage quotient at increased grid voltage reference point 3	pu	0,000	2,000	2,000
	VArCtIVol.HiGra1	Gradient of reactive power adjustment of the given voltage band at increased grid voltage Gradient 1 – from reference point 1	pu/pu	0,00	100,00	0,00
	VArCtIVol.HiGra2	Gradient of reactive power adjustment of the given voltage band at increased grid voltage Gradient 2 – from reference point 2	pu/pu	0,00	100,00	15,00
	VArCtIVol.HiGra3	Gradient of reactive power adjustment of the given voltage band at increased grid voltage Gradient 3 – from reference point 3	pu/pu	0,00	100,00	0,00
	VArCtIVol.LoVolRef2	Threshold of the voltage quotient at reduced grid voltage reference point 2	pu	0,000	2,000	0,945
	VArCtIVol.LoVolRef3	Threshold of the voltage quotient at reduced grid voltage reference point 3	pu	0,000	2,000	0,000



No.	Name	Description	Unit	Setting range		Default value (acc. to parameter set)
				Min.	Max.	
	VARCtIVol.LoGra1	Gradient of reactive power adjustment of the given voltage band at decreased grid voltage Gradient 1 – from reference point 1	pu/pu	0,00	100,00	0,00
	VARCtIVol.LoGra2	Gradient of reactive power adjustment of the given voltage band at decreased grid voltage Gradient 2 – from reference point 2	pu/pu	0,00	100,00	15,00
	VARCtIVol.LoGra3	Gradient of reactive power adjustment of the given voltage band at decreased grid voltage Gradient 3 – from reference point 3	pu/pu	0,00	100,00	0,00
	VARCtIVol.VARsptFilTm	Filter constant by which the measured values of the grid voltage are filtered	s	0,00	1000,00	0,50
	VolNomSptMan	Voltage setpoint at 0 QMom/SNenn	pu	0,8500	1,1500	1,0000
	GriMng InvVARMod -> PFCtIW	Cos phi(P) function				
	PFCtIW.VolMod	Activation of the voltage band in which reactive power control should be effective	-	0	1	0
	PFCtIW.VolDsaPF	Reference point of the displacement power factor for activating the voltage band	pu	-1,00	+1,00	1,00
	PFCtIW.VolEnaVol	Activation voltage	pu	0,000	2,000	1,050
	PFCtIW.VolDsaVol	Deactivation voltage	pu	0,000	2,000	1,000
	PFCtIW.VolEnaTm	Waiting time for which the activation voltage must be present before reactive power control is activated	ms	0	1000000	1000
	PFCtIW.VolDsaTm	Waiting time for which the deactivation voltage must be present before reactive power control is deactivated	ms	0	1000000	1000
	PFCtIW.WRef1	First reference point of the active power on the characteristic curve	pu	0,00	1,00	0,00



No.	Name	Description	Unit	Setting range		Default value (acc. to parameter set)
				Min.	Max.	
	PFCtIW.PFRef1	First reference point of the displacement power factor on the characteristic curve	pu	-1,00	+1,00	-0,90
	PFCtIW.WRef2	Second reference point of the active power on the characteristic curve	pu	0,00	1,00	1,00
	PFCtIW.PFRef2	Second reference point of the displacement power factor on the characteristic curve	pu	-1,00	+1,00	0,90
	PFCtIW.WRef3	Third reference point of the active power on the characteristic curve	pu	0,00	1,00	1,00
	PFCtIW.PFRef3	Third reference point of the displacement power factor on the characteristic curve	pu	-1,00	+1,00	1,00
	PFCtIW.WRef4	Fourth reference point of the active power on the characteristic curve	pu	0,00	1,00	1,00
	PFCtIW.PFRef4	Fourth reference point of the displacement power factor on the characteristic curve	pu	-1,00	+1,00	1,00
	PFCtIW.WRef5	Fifth reference point of the active power on the characteristic curve	pu	0,00	1,00	1,00
	PFCtIW.PFRef5	Fifth reference point of the displacement power factor on the characteristic curve	pu	-1,00	+1,00	1,00
	GriMng.InvVarMod -> VArCtIW	Q(P) function				
	VArCtIW.CrvNumPt	Active power-dependent reactive power control: Number of used curve points		0	8	4
	VArCtIW.W1	Active power-dependent reactive power control: Active power at reference point n	%	-100	100	50
	VArCtIW.W2	Active power-dependent reactive power control: Active power at reference point n	%	-100	100	60
	VArCtIW.W3	Active power-dependent reactive power control: Active power at reference point n	%	-100	100	90



No.	Name	Description	Unit	Setting range		Default value (acc. to parameter set)
				Min.	Max.	
	VARCtIW.W4	Active power-dependent reactive power control: Active power at reference point n	%	-100	100	100
	VARCtIW.W5	Active power-dependent reactive power control: Active power at reference point n	%	-100	100	100
	VARCtIW.W6	Active power-dependent reactive power control: Active power at reference point n	%	-100	100	100
	VARCtIW.W7	Active power-dependent reactive power control: Active power at reference point n	%	-100	100	100
	VARCtIW.W8	Active power-dependent reactive power control: Active power at reference point n	%	-100	100	100
	VARCtIW.VAr1	Active power-dependent reactive power control: Reactive power at reference point n	%	-100	100	0.
	VARCtIW.VAr2	Active power-dependent reactive power control: Reactive power at reference point n	%	-100	100	-5
	VARCtIW.VAr3	Active power-dependent reactive power control: Reactive power at reference point n	%	-100	100	-33
	VARCtIW.VAr4	Active power-dependent reactive power control: Reactive power at reference point n	%	-100	100	-33
	VARCtIW.VAr5	Active power-dependent reactive power control: Reactive power at reference point n	%	-100	100	-33
	VARCtIW.VAr6	Active power-dependent reactive power control: Reactive power at reference point n	%	-100	100	-33
	VARCtIW.VAr7	Active power-dependent reactive power control: Reactive power at reference point n	%	-100	100	-33



No.	Name	Description	Unit	Setting range		Default value (acc. to parameter set)
				Min.	Max.	
	VARCtIW.VAR8	Active power-dependent reactive power control: Reactive power at reference point n	%	-100	100	-33
	VARCtIW.VARRefMod	Active power-dependent reactive power control: Reactive power reference		WNOM	VARNOM	VARNOM
	VARCtIW.VARFilEna	Active power-dependent reactive power control: Filter for reactive power setpoint, activation		ENABLE	DISABLE	ENABLE
	VARCtIW.VARGraEna	Active power-dependent reactive power control: Gradient for reactive power setpoint, activation		ENABLE	DISABLE	DISABLE
	VARCtIW.VARDynEna	Active power-dependent reactive power control: Dynamic behavior in the FRT case for reactive power setpoint, activation		ENABLE	DISABLE	DISABLE
	VARCtIW.VARFilTm	Active power-dependent reactive power control: Reactive power filter time constant (3*tau)	s	0,01	1000	10
	VARCtIW.VARGraPos	Active power-dependent reactive power control: Positive gradient for reactive power setpoint	%/s	1	10000	100
	VARCtIW.VARGraNeg	Active power-dependent reactive power control: Negative gradient for reactive power setpoint	%/s	1	10000	100
	VarLimVol	voltage-dependent reactive power limitation (4110_10.2.2.3)				
	GriMng.VARLimVolMod	Grid system services: Voltage dependent reactive power limitation		OFF	CRV	OFF
	VARLimVolCrv.Vol1	Voltage dependent reactive power limitation: Voltage at reference point n	pu	0	2	0,94
	VARLimVolCrv.Vol2	Voltage dependent reactive power limitation: Voltage at reference point n	pu	0	2	0,96
	VARLimVolCrv.Vol3	Voltage dependent reactive power limitation: Voltage at reference point n	pu	0	2	1,04



No.	Name	Description	Unit	Setting range		Default value (acc. to parameter set)
				Min.	Max.	
	VArLimVolCrv.Vol4	Voltage dependent reactive power limitation: Voltage at reference point n	pu	0	2	1,06
	VArLimVolCrv.VAr1	Voltage dependent reactive power limitation: Reactive power at reference point n	%	-100	100	33
	VArLimVolCrv.VAr2	Voltage dependent reactive power limitation: Reactive power at reference point n	%	-100	100	0
	VArLimVolCrv.VAr3	Voltage dependent reactive power limitation: Reactive power at reference point n	%	-100	100	0
	VArLimVolCrv.VAr4	Voltage dependent reactive power limitation: Reactive power at reference point n	%	-100	100	-33
	VArLimVolCrv.VArRefMod	Voltage dependent reactive power limitation: Reactive power reference		WNOM	VARNOM	VARNOM
	VArLimVolCrv.VArFilEna	Voltage dependent reactive power limitation: Filter for reactive power setpoint, activation		ENABLE	DISABLE	ENABLE
	VArLimVolCrv.VArGraEna	Voltage dependent reactive power limitation: Gradient for reactive power setpoint, activation		ENABLE	DISABLE	DISABLE
	VArLimVolCrv.VArDynEna	Voltage dependent reactive power limitation: Dynamic behavior in the FRT case for reactive power setpoint, activation		ENABLE	DISABLE	DISABLE
	VArLimVolCrv.VArFilTm	Voltage dependent reactive power limitation: Reactive power filter time constant (3*tau)	s	0,01	1000	10
	VArLimVolCrv.VArGraPos	Voltage dependent reactive power limitation: Positive gradient for reactive power setpoint	%/s	1	10000	1200
	VArLimVolCrv.VArGraNeg	Voltage dependent reactive power limitation: Negative gradient for reactive power setpoint	%/s	1	10000	1200
	VArGraMod	If activated, the inverter approaches the setpoints with a slow increase of the reactive power		ENABLE	DISABLE	ENABLE



No.	Name	Description	Unit	Setting range		Default value (acc. to parameter set)
				Min.	Max.	
	VARGra	The configured reactive power is increased by the configured amount per second	pu/s	0,000	100,000	0,100 pu/s
	VARFilMod	Filter for reactive power setpoint, activation	-	ENABLE	DISABLE	DISABLE
	VARFilTm	Reactive power setpoint filter time constant	s	0,0	100,0	0,5
	VARCtlVol.VARSpFilTm	AC voltage-dependent reactive power control: filter time constant	s	0,0	1000,0	0,5
	PFCtlW.VARSpFilTm	Setting time $\cos\phi(P)$ characteristic	s	0,0	1000,0	0,5
		...				
Synchronisation conditions after system perturbations						
	HZCtl.OpMaxNomRecon	Monitoring of grid frequency: upper switch-on limit after grid error	HZ	40	70	50,1
	HZCtl.OpMinNomRecon	Monitoring of grid frequency: lower switch-on limit after grid error	HZ	40	70	49,9
	VCtl.OpMaxNomRecon	Monitoring of grid voltage: upper switch-on limit after grid error	PU	0	2	1,1
	VCtl.OpMinNomRecon	Monitoring of grid voltage: lower switch-on limit after grid error	PU	0	2	0,95
PGU disconnection from the grid						
	VCtl.Hi1Lim	Monitoring the grid voltage: upper switch-off limit 1	PU	0	2	1,2
	VCtl.Hi2Lim	Monitoring the grid voltage: upper switch-off limit 2	PU	0	2	1,25
	VCtl.Hi3Lim	Monitoring the grid voltage: upper switch-off limit 3	PU	0	2	2
	VCtl.Hi4Lim	Monitoring the grid voltage: upper switch-off limit 4	PU	0	2	2
	VCtl.Hi5Lim	Monitoring the grid voltage: upper switch-off limit 5	PU	0	2	2
	VCtl.Hi1LimTm	Monitoring the grid voltage: waiting time upper switch-off limit 1	MS	0	1000000	3000
	VCtl.Hi2LimTm	Monitoring the grid voltage: waiting time upper switch-off limit 2	MS	0	1000000	100



No.	Name	Description	Unit	Setting range		Default value (acc. to parameter set)
				Min.	Max.	
	VCtl.Hi3LimTm	Monitoring the grid voltage: waiting time upper switch- off limit 3	MS	0	1000000	10000
	VCtl.Hi4LimTm	Monitoring the grid voltage: waiting time upper switch- off limit 4	MS	0	1000000	10000
	VCtl.Hi5LimTm	Monitoring the grid voltage: waiting time upper switch- off limit 5	MS	0	1000000	10000
	VCtl.Lo1Lim	Monitoring the grid voltage: lower switch-off limit 1	PU	0	2	0,8
	VCtl.Lo2Lim	Monitoring the grid voltage: lower switch-off limit 2	PU	0	2	0,3
	VCtl.Lo3Lim	Monitoring the grid voltage: lower switch-off limit 3	PU	0	2	0
	VCtl.Lo4Lim	Monitoring the grid voltage: lower switch-off limit 4	PU	0	2	0
	VCtl.Lo5Lim	Monitoring the grid voltage: lower switch-off limit 5	PU	0	2	0
	VCtl.Lo1LimTm	Monitoring the grid voltage: upper switch-off limit 2	MS	0	1000000	2400
	VCtl.Lo2LimTm	Monitoring the grid voltage: waiting time lower switch-off limit 2	MS	0	1000000	800
	VCtl.Lo3LimTm	Monitoring the grid voltage: waiting time lower switch-off limit 3	MS	0	1000000	10000
	VCtl.Lo4LimTm	Monitoring the grid voltage: waiting time lower switch-off limit 4	MS	0	1000000	10000
	VCtl.Lo5LimTm	Monitoring the grid voltage: waiting time lower switch-off limit 5	MS	0	1000000	10000
	HxCtl.Hi1Lim	Monitoring the power frequency: upper switch-off limit 1	HZ	40	70	51,5
	HxCtl.Hi2Lim	Monitoring the power frequency: upper switch-off limit 2	HZ	40	70	52,5
	HxCtl.Hi3Lim	Monitoring the power frequency: upper switch-off limit 3	HZ	40	70	55
	HxCtl.Hi4Lim	Monitoring the power frequency: upper switch-off limit 4	HZ	40	70	55



No.	Name	Description	Unit	Setting range		Default value (acc. to parameter set)
				Min.	Max.	
	HzCtl.Hi5Lim	Monitoring the power frequency: upper switch-off limit 5	HZ	40	70	55
	HzCtl.Hi6Lim	Monitoring the power frequency: upper switch-off limit 6	HZ	40	70	55
	HzCtl.Hi1LimTm	Monitoring the power frequency: waiting time upper switch-off limit 1	MS	0	1000000	5000
	HzCtl.Hi2LimTm	Monitoring the power frequency: waiting time upper switch-off limit 2	MS	0	1000000	100
	HzCtl.Hi3LimTm	Monitoring the power frequency: waiting time upper switch-off limit 3	MS	0	1000000	10000
	HzCtl.Hi4LimTm	Monitoring the power frequency: waiting time upper switch-off limit 4	MS	0	1000000	10000
	HzCtl.Hi5LimTm	Monitoring the power frequency: waiting time upper switch-off limit 5	MS	0	1000000	10000
	HzCtl.Hi6LimTm	Monitoring the power frequency: waiting time upper switch-off limit 6	MS	0	1000000	10000
	HzCtl.Lo1Lim	Monitoring the power frequency: lower switch-off limit 1	HZ	40	70	47,5
	HzCtl.Lo2Lim	Monitoring the power frequency: lower switch-off limit 2	HZ	40	70	45
	HzCtl.Lo3Lim	Monitoring the power frequency: lower switch-off limit 3	HZ	40	70	45
	HzCtl.Lo4Lim	Monitoring the power frequency: lower switch-off limit 4	HZ	40	70	45
	HzCtl.Lo5Lim	Monitoring the power frequency: lower switch-off limit 5	HZ	40	70	45
	HzCtl.Lo6Lim	Monitoring the power frequency: lower switch-off limit 6	HZ	40	70	45
	HzCtl.Lo1LimTm	Monitoring the power frequency: waiting time lower switch-off limit 1	MS	0	10000000	100



No.	Name	Description	Unit	Setting range		Default value (acc. to parameter set)
				Min.	Max.	
	HzCtl.Lo2LimTm	Monitoring the power frequency: waiting time lower switch-off limit 2	MS	0	10000000	10000
	HzCtl.Lo3LimTm	Monitoring the power frequency: waiting time lower switch-off limit 3	MS	0	10000000	10000
	HzCtl.Lo4LimTm	Monitoring the power frequency: waiting time lower switch-off limit 4	MS	0	10000000	10000
	HzCtl.Lo5LimTm	Monitoring the power frequency: waiting time lower switch-off limit 5	MS	0	10000000	10000
	HzCtl.Lo6LimTm	Monitoring the power frequency: waiting time lower switch-off limit 6	MS	0	10000000	10000
Connection conditions						
	VCtl.OpMaxNom	Monitoring the grid voltage: upper switch-on limit	PU	0	2	1,1
	VCtl.OpMinNom	Monitoring the grid voltage: lower switch-on limit	PU	0	2	0,9
	HzCtl.OpMaxNom	Monitoring the power frequency: upper switch-on limit	HZ	40	70	50,2
	HzCtl.OpMinNom	Monitoring the power frequency: lower switch-on limit	HZ	40	70	47,5
	ProErr	External release signal				
Response during grid faults						
	FrtMod	Behavior:	Disable Full Partial Active Current Constant Momentary Cessation			Full
	Frt.LoDb	LVRT: lower threshold	pu	0	1	0,9
	Frt.HiDb	HVRT: upper threshold	pu	1	1,5	1,1
	Frt.WaitTmHi	HVRT: power-down time	s	0,02	20	0,5
	Frt.LoVolRef1	LVRT: reference voltage 1	pu	0	1	1
	Frt.LoVolRef2	LVRT: reference voltage 2	pu	0	1	0
	Frt.LoVolRef3	LVRT: reference voltage 3	pu	0	1	0
	Frt.LoGra1	LVRT: gradient from reference voltage 1	(dlq/ln)/(V/Vn)	0	10	2
	Frt.LoGra2	LVRT: gradient from reference voltage 2	(dlq/ln)/(V/Vn)	0	10	2
	Frt.LoGra3	LVRT: gradient from reference voltage 3	(dlq/ln)/(V/Vn)	0	10	2



No.	Name	Description	Unit	Setting range		Default value (acc. to parameter set)
				Min.	Max.	
	Frt.HiVolRef1	HVRT: reference voltage 1	pu	1	2	1
	Frt.HiVolRef2	HVRT: reference voltage 2	pu	1	2	2
	Frt.HiVolRef3	HVRT: reference voltage 3	pu	1	2	2
	Frt.HiGra1	HVRT: gradient from reference voltage 1	$(dI_q/I_n)/(V/V_n)$	0	10	2
	Frt.HiGra2	HVRT: gradient from reference voltage 2	$(dI_q/I_n)/(V/V_n)$	0	10	2
	Frt.HiGra3	HVRT: gradient from reference voltage 3	$(dI_q/I_n)/(V/V_n)$	0	10	2
	Frt.AmpDGra	FRT: maximum active current gradient during and after fault ride through	pu/s			2
	Frt.VolDFilTm	FRT: time constant of the voltage adjustment (positive sequence)	s	0	600	60
	Frt.AmpQFilTm	FRT: time constant of the reactive current adjustment (positive sequence)	s	0	600	60
	Frt.AmpDGra	FRT: maximum active current gradient during and after fault ride through	pu/s	0	100	2
	Frt.VolFilMod	Definition of the reference value during grid support: The voltage refers to the nominal voltage: VOLRTG The voltage refers to a filtered value of the measured voltage: PT1	-	PT1	VOLRTG	PT1
	Frt.WaitTmLo	LVRT: power-down time	s	0,02	20	0,5
	Frt.HystEna	FRT: hysteresis, activation		enable	disable	disable
	Frt.LoDbHyst	LVRT: lower threshold with hysteresis activated	pu	0	1	0,92
	Frt.HiDbHyst	HVRT: upper threshold with hysteresis activated	pu	1	1,5	1,08
	Frt.ExpryEna	FRT: expiry function, activation		enable	disable	disable
	Frt.LoDbExpry	LVRT: lower threshold for FRT-expiry function	pu	0	1	0,9
	Frt.HiDbExpry	HVRT: upper threshold for FRT-expiry function	pu	1	1,5	1,1
	Frt.ExpryTm	FRT: time in FRT after which the threshold for FRT is expanded	s	0	10000	60



No.	Name	Description	Unit	Setting range		Default value (acc. to parameter set)
				Min.	Max.	
	Frt.ExpryEndTm	FRT: duration of the expanded threshold for FRT	s	0	10000	1
	FrtStep.HiDb	HVRT-Step: upper threshold	pu	1	1,5	1,05
	FrtStep.LoDb	LVRT-Step: lower threshold	pu	0	1	0,95
	FrtStep.ExpryTm	FRT-Step: time after which the FRT curve is deactivated	s	0	10000	5
	FrtStep.Ena	FRT-Step: activation		enable	disable	disable
	FrtStep.VolFitTm	FRT-Step: filter time constant of the voltage adjustment	s	0	600	1
Behavior in Case of Communication Disturbances						
	Please refer to the Operating Manual, chapter „Inverter Behavior in Case of Communication Disturbances“ and/or search for parameter names starting with „GriMng.ComFlt“					



Prototypenbescheinigung / Prototype Confirmation

**Hersteller /
Antragsteller
Manufacturer /
Applicant:** SMA Solar Technology AG
Sonnenallee 1
34266 Niestetal
Deutschland

**Produkttyp /
Product type:** Netzgebundener Photovoltaikwechselrichter und netzgebundener bidirektionaler Batterie-
Umrichter / Grid-tied photovoltaic (PV) inverter and grid-tied bidirectional battery converter

Modelle / Models:	Photovoltaik / photovoltaic:	SUNNY CENTRAL 2200 / 2475 / 2500-EV / 2750-EV / 3000-EV, SUNNY CENTRAL UP: SC 4000 UP / SC 4200 UP / SC 4400 UP / SC 4600 UP
	Batterie / battery:	SUNNY CENTRAL STORAGE: SCS 1900 / 2200 / 2475 / 2500-EV / 2750-EV / 2900 / 3000-EV SUNNY CENTRAL STORAGE UP: SCS 3450 UP / SCS 3600 UP / SCS 3800 UP / SCS 3950 UP

**Beschreibung /
Description:** Leistungselektronischer Umrichter zur Einspeisung von DC-Strom aus Photovoltaik-Modulen ins öffentliche Stromnetz ODER Batteriespeicher mit leistungselektronischem Umrichter zur Einspeisung von DC-Strom aus Batteriespeicher-Modulen ins öffentliche Stromnetz (Erzeuger, EZE) bzw. Leistungsbezug aus dem Netz zum Laden des Speichers (Verbraucher). / *Power electronic inverter for injection of direct current generated by means of photovoltaic panels into the public AC grid OR storage system with power electronic converter for feeding power generated by battery modules into the public AC grid (discharging operation mode, PGU) or draw energy from the public AC grid to charge the battery (charging operation mode, Load).*

**Standards /
Standards:** **VDE-AR-N 4110:2018-11** – Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Mittelspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Mittelspannung) / *Technical requirements for the connection and operation of customer installations to the medium voltage network (TAR medium voltage)*
VDE AR-N 4120:2018-11 – Technische Regeln für den Anschluss von Kundenanlagen an das Hochspannungsnetz und deren Betrieb (TAR Hochspannung) / *Technical requirements for the connection and operation of customer installations to the high voltage network (TCR high voltage)*
FGW TR8 / TG8 Rev. 9 (2019-02-01) – Zertifizierung der elektrischen Eigenschaften von Erzeugungseinheiten und -anlagen, Speicher sowie für deren Komponenten am Stromnetz / *Certification of the Electrical Characteristics of Power Generating Units, Systems and Storage Systems as well as their Components on the Grid*

Diese Prototypenbescheinigung bestätigt, dass es sich bei der genannten Erzeugungseinheit (EZE) nach VDE-AR-N 4110 und VDE-AR-N 4120 sowie gemäß FGW TR 8 um einen Prototyp handelt: Die EZE weist wesentliche technische Weiterentwicklungen oder Neuerungen auf (siehe Anhang 1 und Anhang 3). / *This prototype certificate confirms that the above-mentioned PGU is a prototype according to VDE-AR-N 4110 / VDE-AR-N 4120 and FGW TG 8: The PGU is characterized by major technical developments or innovations (see Annex 1 and Annex 3).*

Weiterhin bestätigt diese Prototypenbescheinigung, dass die genannten EZE in der Lage sind, die Anforderungen an die elektrischen Eigenschaften der EZE nach VDE-AR-N 4110 und VDE-AR-N 4120 zu erfüllen (siehe Anhang 2). Es wird davon ausgegangen, dass die Anforderungen in Anhang A und Anhang B der FGW TR8 im Rahmen einer Zertifizierung erfüllt werden. / *This prototype certificate also confirms the general ability of the PGUs to fulfil the requirements of the VDE-AR-N 4110 / VDE-AR-N 4120, based on manufacturer data of the electrical properties of the PGU (see Annex 2). It is expected that in the scope of a certification the requirements of Annex A and Annex B of the FGW TG8 will be fulfilled.*

**Projektnummer /
Project number:** 15TH0407

**Zertifizierungsprogramm
/ Certification scheme:** NSOP-0032-DEU-ZE-V01

**Zertifikatsnummer /
Certificate number:** 18-0674_2

**Ausstellungsdatum /
Date of issue:** 2020-05-06



Zertifizierungsstelle der Bureau Veritas Consumer Products Services Germany GmbH Akkreditiert nach DIN EN ISO/IEC 17065
Eine auszugsweise Darstellung des Zertifikats bedarf der schriftlichen Genehmigung der Bureau Veritas Consumer Products Services Germany GmbH



Manufacturer's Declaration

Confirmation of Compliance with the requirements of EN 50549-2:2019

We hereby confirm the compliance with the requirements of EN 50549-2:2019 for the following SMA inverters as of firmware version **07.01.03.R** with setting according to EN 50549-2:2019 resulting from the **Commission Regulation (EU) 2016/631 (RfG)**.

Solar Inverter	Storage Inverter
SC-2200-10	SCS-1900-10
SC-2475-10	SCS-2200-10
SC-2500-EV-10	SCS-2475-10
SC-2750-EV-10	SCS-2900-10
SC-3000-EV-10	SCS 3450 UP (XT)
SC 4000 UP	SCS 3600 UP (XT)
SC 4200 UP	SCS 3800 UP (XT)
SC 4400 UP	SCS 3950 UP (XT)
SC 4600 UP	

Note:

The declaration of conformity is issued under the sole responsibility of the manufacturer.

Without an explicit written confirmation by SMA Solar Technology AG, this declaration of conformity is no longer valid if the product is modified, supplemented or changed in any other way and if components which are not part of the SMA accessory, are integrated in the product, as well as if the product is used or installed improperly.

Niestetal, 2020-7-20

SMA Solar Technology AG

i.V. *Sven Bremicker*

i.V. Sven Bremicker

Head of Technology Development Center



EU Declaration of Conformity

Within the meaning of the EU directives

- **Electromagnetic compatibility 2014/30/EU (L 96/79-106, March 29, 2014) (EMC)**
- **Low Voltage Directive 2014/35/EU (L 96/357-374, March 29, 2014) (LVD)**

The subject matter of the declaration described below meet the requirements relating to Union harmonization legislation.
 The applied harmonized standards are listed in the following table.

	Sunny Central	Sunny Central Storage
	SC-2200-10	SCS-1900-10
	SC-2475-10	SCS-2200-10
	SC-2500-EV-10	SCS-2475-10
	SC-2750-EV-10	SCS-2500-EV-10
	SC-3000-EV-10	SCS-2750-EV-10
		SCS-2900-10
		SCS-3000-EV-10
Electromagnetic emission		
(EMC directive, Article 5 – Annex I.1.a)		
EN 55011:2016 + A1:2017, group 1, class A>20 kVA	✓	✓
Interference immunity		
(EMC directive, Article 5 – Annex I.1.b)		
EN 61000-6-2:2005	✓	✓
Device safety		
(LVD, Article 2 – Annex I)		
EN 62109-1:2010	✓	✓
EN 62109-2:2011	✓	✓
✓ Standard applicable		
✗ Standard not applicable		

This declaration is also valid for the spare part products with the following designations:
 SC-ST1508.5E; SC-ST1112.5E

Note:

The declaration of conformity is issued under the sole responsibility of the manufacturer.
 Without an explicit written confirmation by SMA Solar Technology AG, this declaration of conformity is no longer valid if the product is modified, supplemented or changed in any other way and if components which are not part of the SMA accessory, are integrated in the product, as well as if the product is used or installed improperly.

Niestetal, 2020-10-09

SMA Solar Technology AG

i.V. Sven Bremicker

i.V. Sven Bremicker

Head of Technology Development Center

Declaration of Conformity

with German, European and International (Non-European) standards

German Standard DIN EN		European Standard EN		International Standard IEC (IEC/CISPR)
DIN EN 61000-6-2:2006-03	based on	EN 61000-6-2:2005	based on	IEC 61000-6-2:2005
DIN EN 55011:2018-05	based on	EN 55011:2016 + A1:2017	based on	CISPR11:2015 + A1:2017
DIN EN 62109-1:2010	based on	EN 62109-1:2010	based on	IEC 62109-1:2010
DIN EN 62109-2:2011	based on	EN 62109-2:2011	based on	IEC 62109-2:2011



Sunny Central Storage Inverter PQ Capability

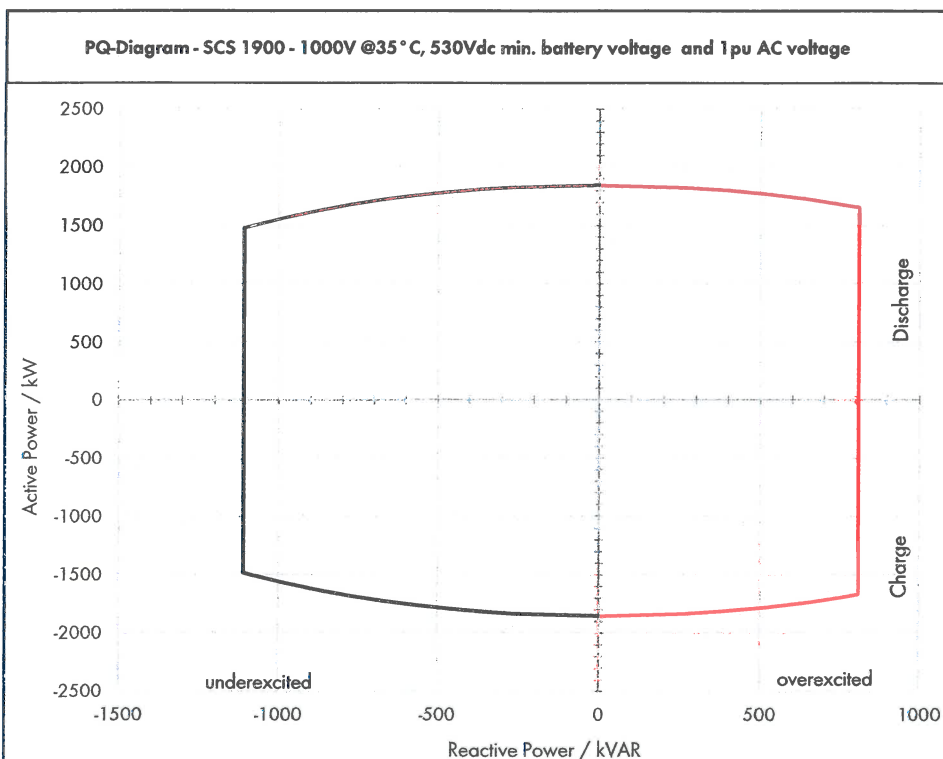
SCS (UP) (-XT) device	1900 - 1000V	
Design Temperature	35	°C
Installation Altitude	0 ... 1000	m
Max. Battery Voltage	910	V _{DC}
Min. Battery Voltage	530	V _{DC}
AC Voltage	1,00	pu
PF Dis-OE (@min Battery Voltage)	0,9	
PF Cha-OE (@min Battery Voltage)	0,9	

All values on inverter terminal level

Power Factor adjustable: 0,8 UE to 0,8 OE

Required battery voltage for PF 0,8 Dis-OE: 546 VDC

Required battery voltage for PF 0,8 Cha-OE: 546 VDC



PF	Apparent Power [kVA]				Active Power [kW]				Reactive Power [kVAR]			
	Dis-OE	Dis-UE	Cha-OE	Cha-UE	Dis-OE	Dis-UE	Cha-OE	Cha-UE	Dis-OE	Dis-UE	Cha-OE	Cha-UE
0,8	1851	1851	1851	1851	1481	1481	-1481	-1481	807	-1110	807	-1110
0,81	1851	1851	1851	1851	1499	1499	-1499	-1499	807	-1085	807	-1085
0,82	1851	1851	1851	1851	1518	1518	-1518	-1518	807	-1059	807	-1059
0,83	1851	1851	1851	1851	1536	1536	-1536	-1536	807	-1032	807	-1032
0,84	1851	1851	1851	1851	1555	1555	-1555	-1555	807	-1004	807	-1004
0,85	1851	1851	1851	1851	1573	1573	-1573	-1573	807	-975	807	-975
0,86	1851	1851	1851	1851	1592	1592	-1592	-1592	807	-944	807	-944
0,87	1851	1851	1851	1851	1610	1610	-1610	-1610	807	-912	807	-912
0,88	1851	1851	1851	1851	1629	1629	-1629	-1629	807	-879	807	-879
0,89	1851	1851	1851	1851	1647	1647	-1647	-1647	807	-844	807	-844
0,9	1851	1851	1851	1851	1666	1666	-1666	-1666	807	-807	807	-807
0,91	1851	1851	1851	1851	1684	1684	-1684	-1684	767	-767	767	-767
0,92	1851	1851	1851	1851	1703	1703	-1703	-1703	725	-725	725	-725
0,93	1851	1851	1851	1851	1721	1721	-1721	-1721	680	-680	680	-680
0,94	1851	1851	1851	1851	1740	1740	-1740	-1740	631	-631	631	-631
0,95	1851	1851	1851	1851	1758	1758	-1758	-1758	578	-578	578	-578
0,96	1851	1851	1851	1851	1777	1777	-1777	-1777	518	-518	518	-518
0,97	1851	1851	1851	1851	1795	1795	-1795	-1795	450	-450	450	-450
0,98	1851	1851	1851	1851	1814	1814	-1814	-1814	368	-368	368	-368
0,99	1851	1851	1851	1851	1832	1832	-1832	-1832	261	-261	261	-261
1	1851	1851	1851	1851	1851	1851	-1851	-1851	0	0	0	0

Dis-OE: Discharge Overexcited

Dis-UE: Discharge Underexcited

Cha-OE: Charge Overexcited

Cha-UE: Charge Underexcited

Overexcited (OE): +Q, +PF, Leading PF, Injecting kVAR

Underexcited (UE): -Q, -PF, Lagging PF, Absorbing kVAR

b) Measurements according to BDEW (50Hz)

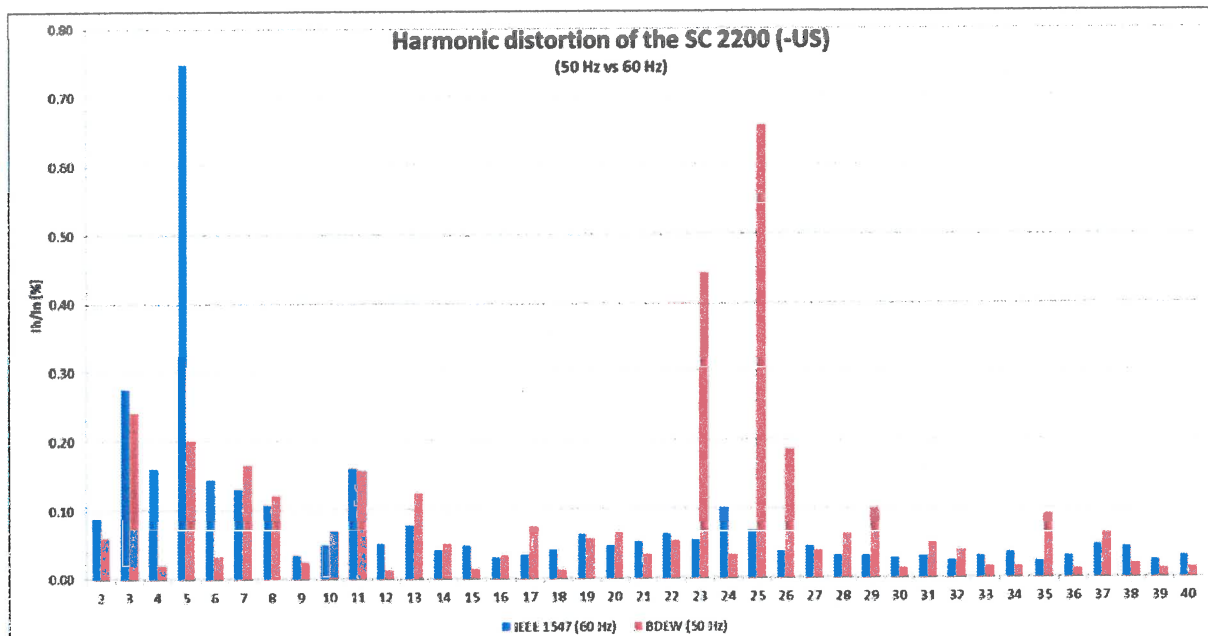


Figure 6: Harmonic distortion comparison at 50Hz and 60Hz grid frequency

Order	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
I_h/I_n [%]	0.06	0.07	0.02	0.20	0.02	0.17	0.10	0.02	0.06	0.16	0.01	0.12	0.05	0.01	0.03	0.07	0.01
Order	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35
I_h/I_n [%]	0.06	0.04	0.04	0.03	0.44	0.04	0.66	0.19	0.03	0.06	0.04	0.01	0.04	0.04	0.02	0.02	0.06
Order	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	THC	
I_h/I_n [%]	0.01	0.06	0.02	0.01	0.01	0.03	0.01	0.02	0.02	0.01	0.02	0.03	0.01	0.02	0.02	0.91	

Table 3: Total Harmonic distortion at 100% P_{AC} (50 Hz)

c) Simulation with Power Factor

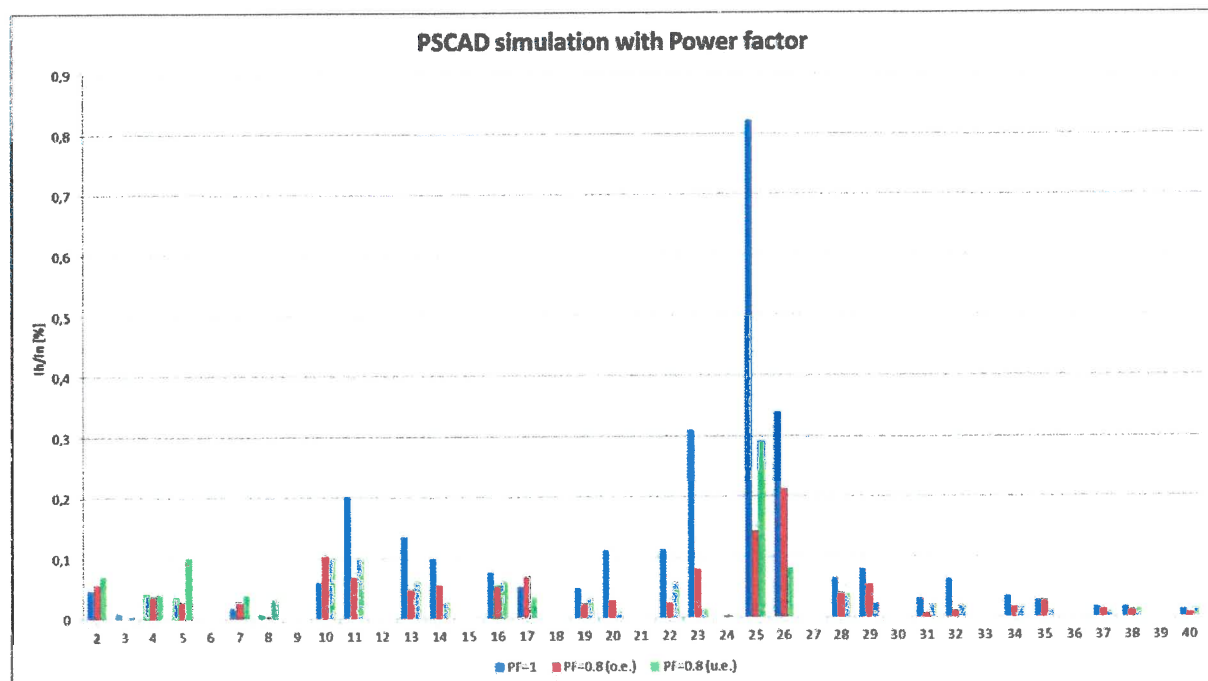


Figure 7: Harmonic distortion with Power Factor including a Dy transformer

6. Ride Through capabilities

The inverter has the capability to support the grid by remaining online or by reactive power feed-in during a temporary change of the grid voltage beyond preset low voltage (LV) and high voltage (HV) thresholds. The below figure describes the max. voltage ride-through (VRT) capabilities of the SC XXXX (-US). If the max. disconnecting delay time at specific voltage levels is exceeded, the inverter switches off and reconnects to the grid when the voltage returns to the preset nominal operation window.

A project specific VRT window can be defined with the parameters described in the inverter's operating manual.

The Voltage Ride Through capability of the inverter depends on the battery voltage. More important for HVRT is the battery voltage level, the higher the voltage the better the HVRT capabilities.

Please contact your responsible Application Engineer to simulate HVRT behavior in respect to the battery impedance and required state of charge.

- ➔ The inverter is fully capable riding through a HVRT event, DC Battery design has to be able to withstand the fault voltage and the resulting current in dependency of the battery impedance

The inverter will also ride through abnormal frequency events with the capability of reducing the output power at high frequency or increasing output power for low frequency scenarios. The ride-through capabilities are described below with similar possibilities to adjust the window as for the voltage ride-through.

a) Voltage Ride Through

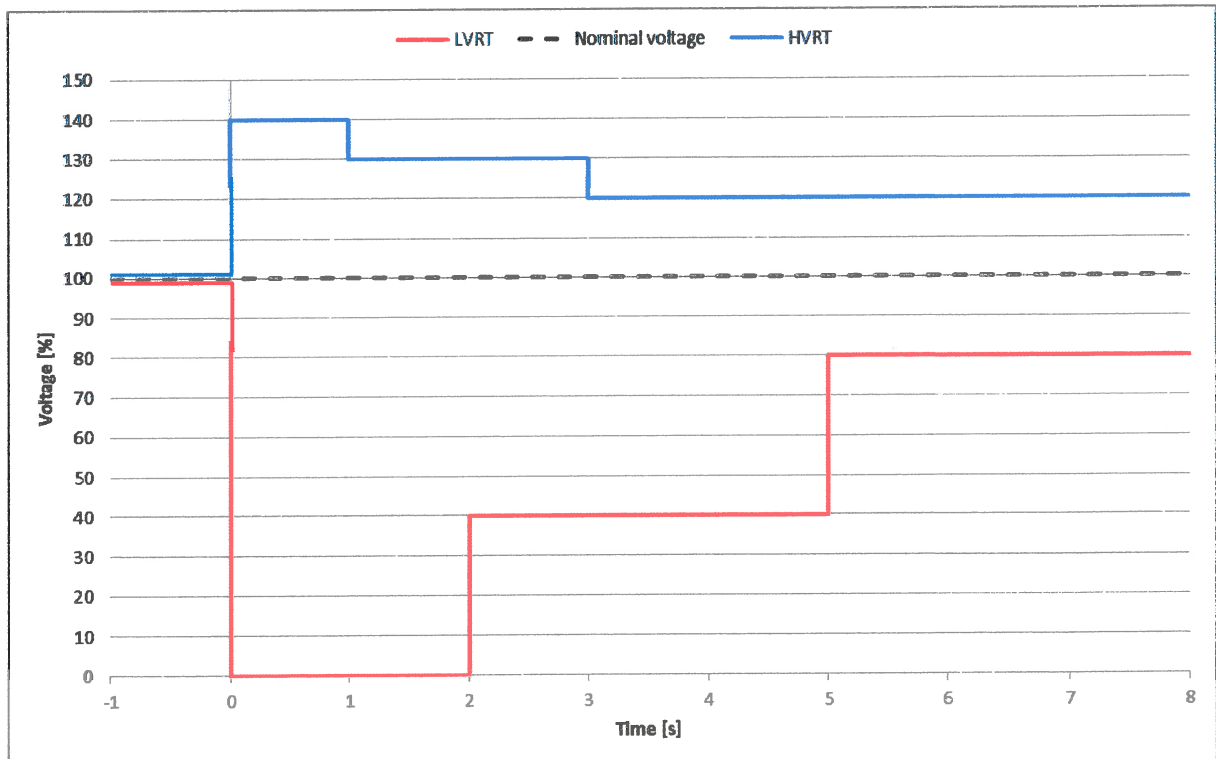


Figure 21: LVRT/HVRT capabilities

b) Frequency Ride Through

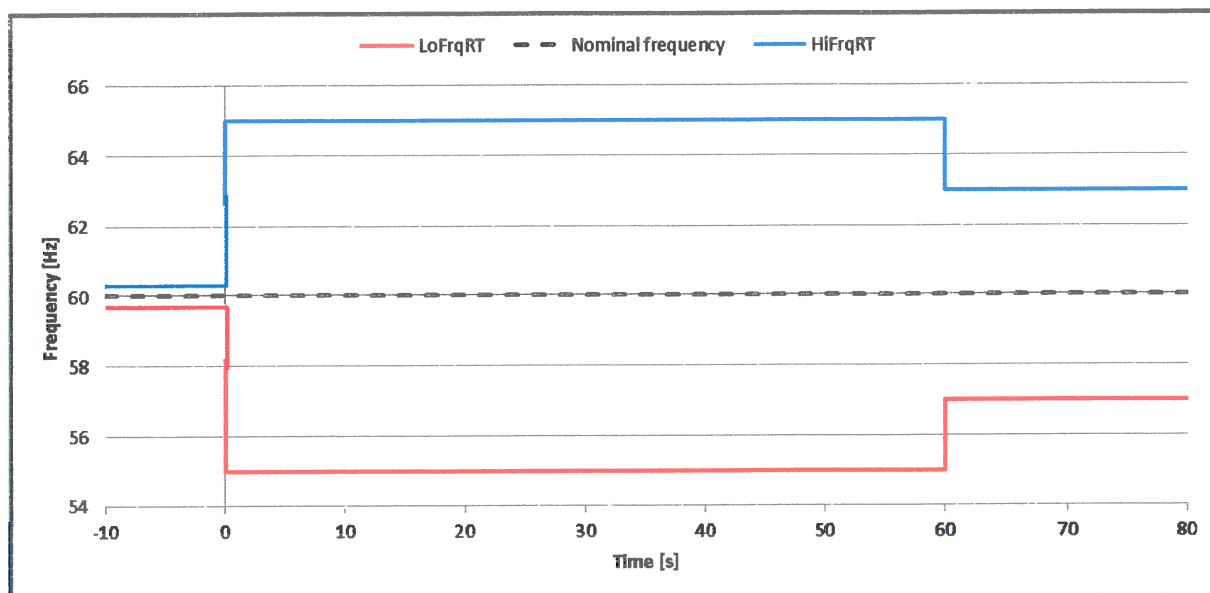


Figure 22: LoFrqRT/HiFrqRT capabilities (60 Hz)

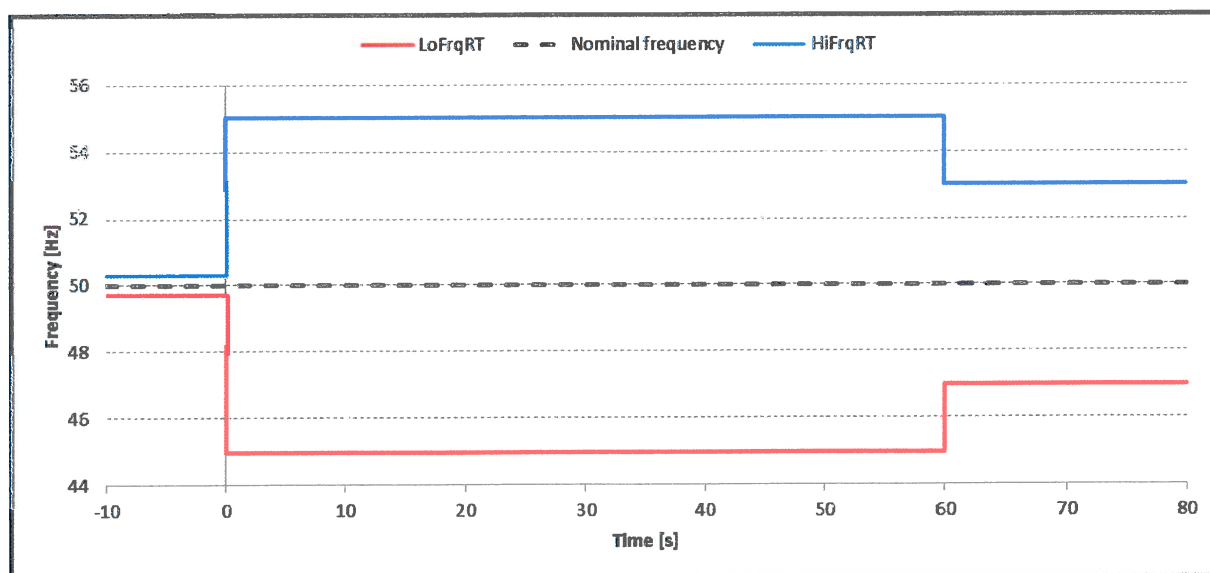


Figure 23: LoFrqRT/HiFrqRT capabilities (50 Hz)

Niestetal, August 8th 2019

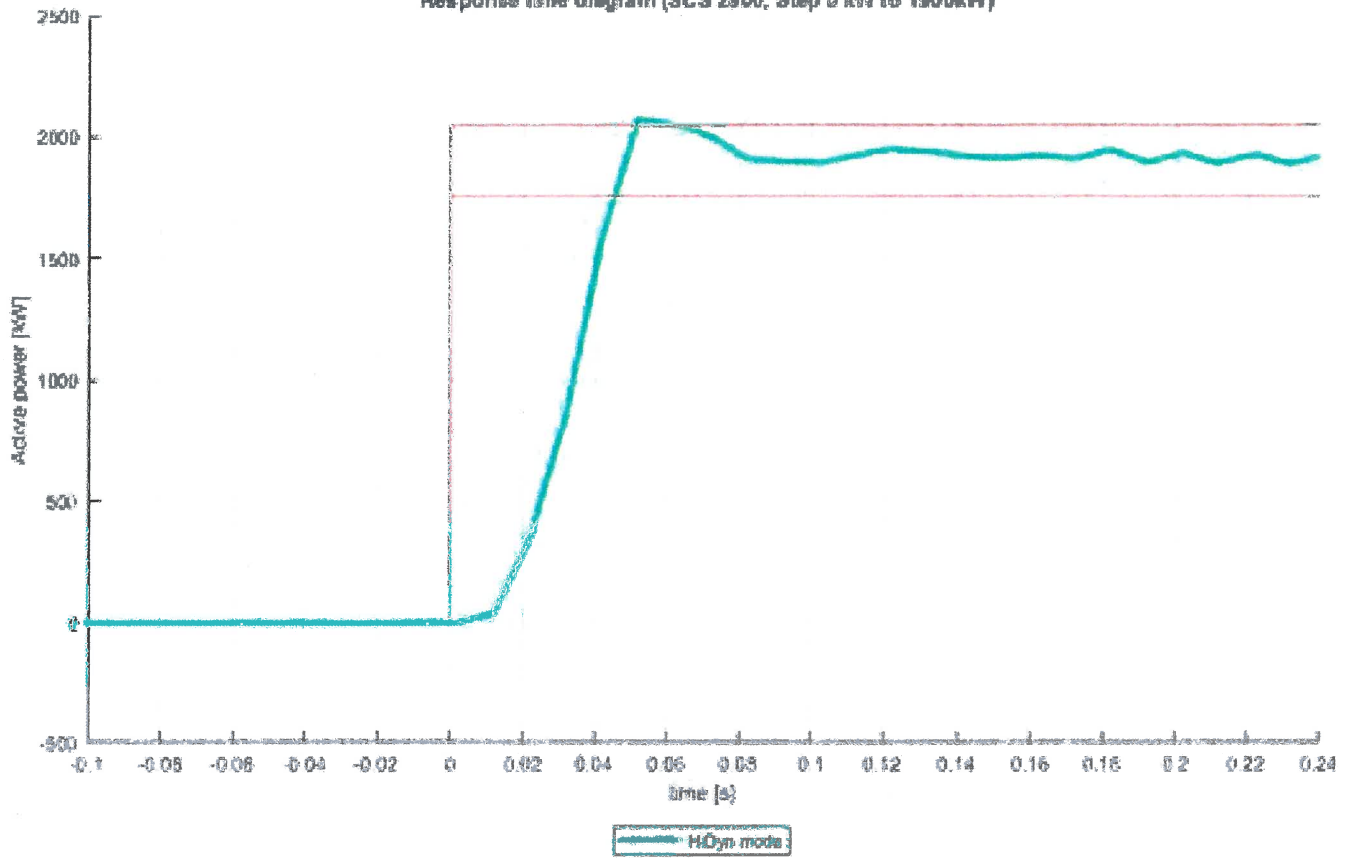
SMA Solar Technology AG

Sonnenallee 1
34266 Niestetal/ Germany

i. A. Johannes Otto

Product Manager SCS
BU LS PGI

Response time diagram (SCS 2000, Step 0 kW to 1900kW)



Lista invertoarelor care respectă prevederile Ordinul ANRE nr. 30/17.05.2013 „Condiții tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru centralele electrice fotovoltaice”, cu modificările și completările ulterioare

În procesul de punere în funcțiune a centralelor electrice fotovoltaice au fost transmise la C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. documentațiile tehnice ale mai multor tipuri de invertore. Lista următoare conține invertorele solicitate a fi verificate și care îndeplinesc cerințele stipulate în Ordinul ANRE nr. 30/17.05.2013. Această listă este actualizată pe măsură ce alte tipuri de invertore sunt solicitate spre a fi verificate, iar documentația transmisă dovedește faptul că respectă cerințele Ordinul ANRE nr. 30/17.05.2013.

Începând cu data de **27 aprilie 2019**, toate invertorele vor fi verificate în conformitate cu cerințele stipulate în Ordinului ANRE nr. 208/14.12.2018 pentru aprobarea „*Normei Tehnice privind cerințele tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru modulele generatoare, centralele formate din module generatoare și centrale formate din module generatoare offshore (situate în larg)*”, normă tehnică elaborată în conformitate cu prevederile Regulamentului European 631/2016 de instituire a unui cod de rețea pentru racordarea la rețea a instalațiilor de generare.

Astfel, orice nouă instalație de producere a energiei electrice care utilizează un inverter din lista următoare, trebuie să fie supusă din nou procesului de verificare, lista nemaifiind valabilă.

FIRMA PRODUCĂTOARE	TIP INVERTOR
ABB	PVS630
	PVS800
	ABB_PRO-33.0-TL_13
	ABB_PRO-33.0-TL OUTD
	TRIO 27.6 kW TL-dotare S2X
	TRIO-X-OUTD-Y-400 20.0
	TRIO-X-OUTD-Y-400 27.6 TL
AEG	PV500
	PV 630
	PV 800
	PV 880
Ansaldo NIDAC	SVGT521KEPNNM10
Astrid	Copernico TL 250kW
Bongfilioli	PVI-200.0-TL;
	PVI-267.0-TL,
	RPS 450-170 TL
Chint Power	CPS SCA 500KTL-H
	CPS SC 500KTL-H
Danfoss	TLX 8
	TLX 10
	TLX 12.5
	TLX 15
	TLX PRO

FIRMA PRODUCĂTOARE	TIP INVERTOR
Delta	SOLIVIA 15
	20 EUG4TL
	30 EUT4TL
	Solivia 30 TL
Efacec	PV500
Emerson	SPV 600
	SPV 300
	SPV 900
	SPV 1200
	SPV 1500
	SPV 1800
	SPV 2100
	SPV 2400
	SPV 2700
Fimer	R1500TL
	R200TL
	R2500TL
	R500TL
Fronius	PVI-334.0-TL
	PVI-400.0-TL
	Fronius Symo 10.0-3-M
	Fronius Symo 12.5-3-M
	Fronius Symo 15.0-3-M
	Fronius Eco 27.0
	Primo 3.0-I
	Fronius Symo 17.5-3-M
	Fronius Symo 20.0-3-M
	Fronius Agilo 100.0-3
Gefran	APV330k
	APV-25k-XXX-TL-4
GPTEch - Green Power Tech	PV625S1
	PV630S2
	PV500S2
	PV800S2
Huawei	SUN 2000 -8KTL
	SUN 2000 -12KTL
	SUN 2000 -20KTL
	SUN 2000 -28KTL
Ingeteam	Ingecom Sun 140 TL B220

FIRMA PRODUCĂTOARE	TIP INVERTOR
Kako	XP500
	Powador 60.0 TL3
	Powador 72.0 TL3
Lti	PVM2-50-305EM
	PVM2-45-270EM
Power electronics	FS0100CH10AN2NR00
Power one	PVI-134.0-TL
	TRIO-20.0-TL-OUTD-400
	TRIO-27.6-TL-OUTD-400
	PVI-55.0-TL 55000
	PVI-134.0-TL 134000
	PVI-110.0
	PVI-200.0
	PVI-165.0
	PVI-267.0
	PVI-220.0 TL
	PVI-334.0
	PVI-275.0
	PVI-400.0
	PVI-330.0-TL
	PRO 33.0-TL-OUTD-S/SX-400
	PVI-200.0-TL
	PVI-334.0-TL
	PVI-400.0-TL
	Ultra 700.0/1050.0/1400.0 - TL
	PVI-267.0-TL
Recon Friem	RECon 30L H H1-100
REFUsol	20k 802
	330k
	333k
	TL 20
	TL23
	TL40
	TL46
Santerno	P365 to P380
	TG760
	TG 750
Satcon	Powergate plus 500
Schneider	Conext TL, 8, 10, 15, 20 kW
	XC540/630/640/680
Sepssa	SEPSA Solar 125 mod-ID, 250,375,500,625,750

FIRMA PRODUCĂTOARE	TIP INVERTOR
Siel	SPX
	SOLEIL DSPX 110 TLH 280
SMA	STP20000TL-30
	STP25000TL-30
	SC CP500
	SC CP800 CP
	SC CP760
	SC CP720
	SC CP630
	STP 60TL-10
	FLX 15
	FLX 17
	SC17000 TL
	Sunny Central 900 CP XT
Socomec	SUNSYS-P100TL+1K
	SUNSYS-P66TL+1K
	SUNSYS-P66TL/TR
	SUNSYS-P33TR
	SUN MO 66KET1KRP
	SUN MO 100 ET 1KRP
	SUN-PR14KTL65RP
	SUN-PR18KTL65RP
	SUN-PR24KTL65RP
	SUN-PR36KTL65RP
	SUN-PR24KTL65M
	SUNSYS-P630KW
	Sunsys MO100ET20 RP
	Sunsys MO66KET20 RP
Solar MAX	330/360TS-SV
Solaredge	SE17K
Solargate	PVPP3M580NL
Solo 500	SOLO 500
Sungrow	SG20kTL
	SG30KTL KTL-M
	SG500MX
Sunways	PT 30 si PT 33 NT 11.10
	PT 30 si PT 33 NT 12
	NT 11000
	TG750 1000 V TE 360 STD
	TG485 800 V TE 270 STD
Vacon	RS-I20-0460-3

Lista invertoare validate Distributie Energie Oltenia

Lista invertoarelor declarate conforme cu cerințele Ordinului ANRE nr. 208/14.12.2018 pentru aprobarea „Normei tehnice privind cerințele tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru module generatoare, centrale formate din module generatoare și centrale formate din module generatoare offshore (situate în larg)”

23.01.2020 - în curs de actualizare

DENUMIRE INVERTOR	TIP INVERTOR
Huawei	SUN2000L-2KTL
	SUN2000L-3KTL
	SUN2000L-3,68KTL
	SUN2000L-4KTL
	SUN2000L-4,6KTL
	SUN2000L-5KTL
	SUN2000-3KTL-M0
	SUN2000-4KTL-M0
	SUN2000-5KTL-M0
	SUN2000-6KTL-M0
	SUN2000-8KTL-M0
	SUN2000-10KTL-M0
	SUN2000-3KTL-M1
	SUN2000-4KTL-M1
	SUN2000-5KTL-M1
	SUN2000-6KTL-M1
	SUN2000-8KTL-M1
	SUN2000-10KTL-M1
	SUN2000-33KTL-A
	SUN2000-36KTL
	SUN2000-50KTL-M0
	SUN2000-60KTL-M0
Solar Edge	SE2200H
	SE3000H
	SE3500H
	SE3680H
	SE4000H
	SE5000H
	SE6000H
	SE3K
	SE4K
	SE5K
	SE6K
	SE7K
	SE8K
	SE9K
	SE10K
	SE12.5K
	SE15K
	SE16K
	SE17K
	SE25K
	SE27.6K
	SE55K
	SE82.8K

DENUMIRE INVERTOR	TIP INVERTOR
ABB	TRIO-5.8-TL-OUTD-400
	TRIO-7.5-TL-OUTD-400
	TRIO-8.5-TL-OUTD-400
	TRIO-5.8-TL-OUTD-S-400
	TRIO-7.5-TL-OUTD-S-400
	TRIO-8.5-TL-OUTD-S-400
	UNO-DM-1.2-TL-PLUS
	UNO-DM-2.0-TL-PLUS
	UNO-DM-3.3-TL-PLUS
	UNO-DM-4.0-TL-PLUS
	UNO-DM-4.6-TL-PLUS
	UNO-DM-5.0-TL-PLUS
GOODWE	GW3000D-NS
	GW3600D-NS
	GW4200D-NS
	GW5000D-NS
	GW4000-DT
	GW5000-DT
	GW6000-DT
	GW8000-DT
	GW9000-DT
	GW10KN-DT
	GW12KN-DT
	GW15KN-DT
FRONIUS	ECO 27.0-3-S
	ECO 25.0-3-S
	SYMO 20.0-3-M
	SYMO 17.5-3-M
	SYMO 15.0-3-M
	SYMO 12.5-3-M
	SYMO 10.0-3-M
	PRIMO 8.2-1
	PRIMO 6.0-1
	PRIMO 5.0-1
	PRIMO 5.0-1 AUS
	PRIMO 4.6-1
	PRIMO 4.0-1
	PRIMO 3.6-1
	PRIMO 3.5-1
	PRIMO 3.0-1
EAST Solar String	EA 2KSI
	EA 2.5 KSI
	EA 3 KSI
	EA 3.68 KSI
	EA 4 KSI
	EA 4.6 KSI
	EA 5 KSI
	EA 6 KSI
iMars	MG750TL
	MG1KTL

DENUMIRE INVERTOR	TIP INVERTOR
iMars	MG1K5TL
	MG2KTL
	MG3KTL
	MG4KTL
	MG4K6TL
	MG5KTL
	MG3KTL-2M
	MG4KTL-2M
	MG4K6TL-2M
	MG5KTL-2M
	BG20KTR
	BG25KTR
	BG30KTR
Sununo Plus	1K
	2K
	3K
	3K-M
	4K-M
	5K-M
Think Power	T1500TL
	T2200TL
	T3000TL
	S3600TL
	S4400TL
	S5000TL
Growatt	750-S
	1000-S
	1500-S
	2000-S
	2500-S
	3000-S
	2500MTL-S
	3000MTL-S
	3600MTL-S
	4200MTL-S
	5000MTL-S
	5500MTL-S
Suntrio Plus	4K
	5K
	6K
	8K
	10K
SMA Solar Technology AG	Sunny Tripower 60-10 (STP 60-10)

Invertoarele din această din listă sunt declarate conforme cu Ordinul ANRE nr. 208/14.12.2018 si 228/28.12.2018 pentru a fi utilizate în cadrul programului AFM reglementat prin Ordinul Ministerului Mediului 1287/2018 - „Ghidul de finanțare a Programului privind instalarea sistemelor de panouri fotovoltaice pentru producerea de energie electrică, în vederea acoperirii necesarului de consum și livrării surplusului în rețeaua națională”.

NOD	NUME BARA	SIMBOL	DET	SD	VD_14_PC	VD_14_QC	VD_14_QB	VD_14_Pp	VD_14_Qp	VS_22_PC	VS_22_QC	VS_22_QB	VS_22_Pp	VS_22_Qp	GN_04_PC	GN_04_QC	GN_04_QB
1008	Motru	MOTRU11	3	GJ	5.80	1.50	0.00	0.00	0.00	6.80	1.50	0.00	0.00	0.00	4.80	1.50	0.00
1009	Lupoaia	LUPOA11	3	GJ	3.70	2.10	0.00	0.00	0.00	4.00	3.90	0.00	0.00	0.00	3.10	2.60	0.00
1010	Valea Mare	VALMA11	3	GJ	0.10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.10	0.00	0.00
1025	Rogojelu	ROGOJ11	3	GJ	7.50	5.50	0.00	0.00	0.00	12.00	8.00	0.00	0.00	0.00	7.50	5.00	0.00
1027	Jilt	JILT 11	3	GJ	17.90	17.80	0.00	0.00	0.00	20.60	24.30	0.00	0.00	0.00	15.20	15.90	0.00
1028	Rosia de Jiu	ROSIJ11	3	GJ	3.90	2.20	0.00	0.00	0.00	9.10	7.70	0.00	0.00	0.00	8.80	7.60	0.00
1029	Tg. Jiu Sud	TJIUS11	3	GJ	10.80	3.50	0.00	0.00	0.00	9.50	2.20	0.00	0.00	0.00	5.90	1.30	0.00
1030	Targu Jiu Nord	TGJIUN11	3	GJ	3.50	0.50	0.00	0.00	0.00	1.70	0.10	0.00	0.00	0.00	2.20	0.10	0.00
1032	Birsesti 2	BIRS211	3	GJ	11.10	3.60	0.00	0.00	0.00	12.00	3.10	0.00	0.00	0.00	9.60	2.30	0.00
1033	Paring IRE	PARIN11	3	GJ	3.10	0.40	0.00	0.00	0.00	3.30	0.50	0.00	0.00	0.00	2.10	0.50	0.00
1034	IUM Tg. Jiu	IUMTJ11	3	GJ	6.20	2.20	0.00	0.00	0.00	4.80	1.10	0.00	0.00	0.00	3.40	0.80	0.00
1035	Godinesti	GODIN11	3	GJ	2.30	1.30	0.00	1.90	0.10	2.00	0.70	0.00	0.00	0.00	1.10	0.60	0.00
1036	SRA Cauciuc Tg. Jiu	SRCTJ11	3	GJ	2.50	1.20	0.00	0.00	0.00	1.90	0.60	0.00	0.00	0.00	2.60	1.50	0.00
1038	Pestean	SRPES11	3	GJ	5.40	0.90	0.00	0.00	0.00	7.40	2.40	0.00	0.00	0.00	7.10	2.80	0.00
1040	Barbatesti	BARBA11	3	GJ	2.70	1.10	0.00	0.00	0.00	3.00	1.10	0.00	0.00	0.00	2.50	1.00	0.00
1042	Carbunesti	CARBU11	3	GJ	2.10	0.60	0.00	13.40	0.10	3.10	0.10	0.00	0.00	0.00	1.30	0.10	0.00
1043	Turburea	TURBU11	3	GJ	1.60	0.50	0.00	6.50	0.70	2.30	0.50	0.00	6.60	0.80	1.20	0.50	0.00
1048	CFR Barbatesti	CFBAR11	3	GJ	1.20	0.30	0.00	0.00	0.00	1.20	0.30	0.00	0.00	0.00	1.10	0.20	0.00
1049	CFR Paring	CFPAR11	3	GJ	1.00	0.20	0.00	0.00	0.00	1.00	0.20	0.00	0.00	0.00	1.10	0.30	0.00
1278	Timiseni	TSENI11	3	GJ	4.10	2.10	0.00	0.00	0.00	5.80	3.30	0.00	0.00	0.00	5.80	3.30	0.00
1279	Dragotesti	DRAGT11	3	GJ	0.80	0.30	0.00	0.00	0.00	1.30	0.40	0.00	0.00	0.00	0.70	0.30	0.00
1284	Seciuri	SECIU11	3	GJ	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
1286	CFR Plopsor	CFPLO11	3	GJ	1.20	0.30	0.00	0.00	0.00	1.20	0.30	0.00	0.00	0.00	1.10	0.20	0.00
1292	Stoina	STOIN11	3	GJ	2.90	0.80	0.00	0.00	0.00	3.00	0.70	0.00	0.00	0.00	2.50	0.50	0.00
1293	Rosiuta	ROSIU11	3	GJ	9.20	10.20	0.00	0.00	0.00	8.90	11.00	0.00	0.00	0.00	8.10	9.40	0.00
1302	Pinoasa	PINOS11	3	GJ	4.80	5.40	0.00	0.00	0.00	2.70	4.60	0.00	0.00	0.00	2.90	5.30	0.00
1041	Pojaru	POJAR11	3	GJ	2.90	0.30	0.00	0.00	0.00	3.30	0.40	0.00	0.00	0.00	2.40	0.40	0.00
1037	Sardanesti	SARDA11	3	GJ	2.70	0.80	0.00	2.60	0.20	3.00	0.60	0.00	1.20	0.20	1.80	0.40	0.00
	TOTAL Tg.Jiu				121.00	65.60	0.00	24.40	1.10	135.00	79.60	0.00	11.10	1.00	106.00	64.40	0.00

MASURATORI SARCINA IN ZIUA CARACTERISTICA VDV 2020 IN STATIA TG. CARBUNESTI

"Valoare"	"1:00"	"2:00"	"3:00"	"4:00"	"5:00"	"6:00"	"7:00"	"8:00"	"9:00"	"10:00"	"11:00"	"12:00"	"13:00"	"14:00"	"15:00"	"16:00"	"17:00"	"18:00"	"19:00"	"20:00"	"21:00"	"22:00"	"23:00"	"24:00"
* P [MW] *	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Barbatesti	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Targu Jiu N	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Trafo_1_110	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Trafo_2_110	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	4.68	7.91	13.77	14.31	10.06	1.67	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Trafo_1_20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Trafo_2_20	1.44	1.19	0.96	1.15	0.85	1.26	0.79	-0.92	-4.97	-8.56	-6.19	-13.66	-14.66	-11.25	-1.95	-0.24	0.97	-3.43	0.39	1.91	2.59	3.30	2.73	1.88
Colibasi	0.00	0.00	0.00	0.00	0.93	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Zorlesti	4.14	3.93	3.49	3.70	3.24	3.39	4.14	2.97	1.38	0.00	2.23	-1.10	-1.54	1.61	2.38	3.24	4.28	3.47	3.64	5.00	6.05	6.18	5.35	4.61
Oras_1	0.20	0.19	0.17	0.18	0.17	0.18	0.23	0.31	0.38	0.35	0.29	0.38	0.37	0.34	0.34	0.25	0.29	0.28	0.30	0.28	0.29	0.35	0.31	0.26
Oras_2	3.19	2.58	2.42	3.02	2.46	3.38	3.01	3.94	4.47	4.20	4.55	4.19	3.88	4.50	3.89	3.81	3.77	3.16	2.82	3.14	3.20	4.33	3.91	2.88
Oras_3	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
IAS	2.20	2.34	1.99	2.09	1.86	1.86	2.97	3.13	3.37	3.58	3.74	3.61	3.61	3.60	3.52	3.43	3.40	3.52	2.99	3.17	3.16	3.56	2.83	2.42
CEF Parc_1	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.27	-1.32	-3.30	-5.05	-3.88	-7.45	-7.87	-6.25	-1.91	-1.09	-0.58	-2.56	-0.80	-0.21	0.02	0.02	0.02	0.02
CEF Parc_2	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.04	-0.27	-1.33	-3.30	-4.94	-4.09	-7.61	-7.90	-7.22	-1.87	-1.06	-0.60	-2.72	-0.69	-0.21	0.03	0.03	0.03	0.03
Albeni	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.11	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.05	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Novaci	0.00	-0.08	-0.21	-0.15	-0.28	0.00	0.17	0.34	0.33	0.37	0.44	0.42	0.31	0.49	0.50	0.44	0.62	0.53	0.63	0.66	0.79	1.27	0.96	0.42
	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
* Q [MVAR] *	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
darbatesti	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Targu Jiu N	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.59	0.00	-1.60	-1.44	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Trafo_1_110	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Trafo_2_110	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Trafo_1_20	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Trafo_2_20	-0.14	-0.14	-0.10	-0.15	-0.15	-0.10	0.00	0.15	0.33	0.36	0.29	0.35	0.27	0.43	0.31	0.29	0.19	0.20	0.16	0.00	0.00	-0.10	-0.12	-0.10
Colibasi	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Zorlesti	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.67	1.13	1.08	0.63	0.63	0.71	0.68	0.73	0.54	0.00	0.00	0.00	0.00
Oras_1	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.06	0.08	0.10	0.07	0.09	0.09	0.08	0.09	0.00	0.00	0.05	0.06	0.00	0.00	0.00	0.00
Oras_2	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.73	1.39	0.62	0.60	0.63	0.62	0.86	0.66	0.52	0.61	0.00	0.55	0.00	0.00	0.59	0.00
Oras_3	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
IAS	0.57	0.66	0.56	0.65	0.53	0.53	0.71	0.93	1.02	1.08	1.07	1.02	1.12	1.57	0.99	1.13	1.01	0.96	0.90	0.89	0.78	0.76	0.60	0.66
CEF Parc_1	0.00	0.00	-0.07	-0.07	-0.07	-0.07	-0.07	-0.07	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.05	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04	0.04
CEF Parc_2	0.00	0.00	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	0.08	-0.04	-0.04	-0.04	0.08	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03	-0.08	-0.08	-0.08
Albeni	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Novaci	-0.25	-0.21	-0.19	-0.23	-0.20	-0.19	-0.19	-0.16	-0.06	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	-0.11	-0.16	-0.24	-0.29	-0.25	-0.21

SITUATIA AVIZELOR

Nr crt	Denumire aviz	Emitent	Numar /data
1	Aviz de amplasament favorabil	Distributie Energie Oltenia S.A.	2600045776/28.10.2020
2	Aviz CTI	S.C. Elprocons Electric S.R.L.	03/21.04.2021

Proiectant ,
ing. Rizescu Gheorghe





RFRO10TA01-02060480

Dist: 0709
Client: SC SERG COMPANY SRL
Localitatea: TARGU JIU
Strada: PRIMAVERII, nr. 13, apart. 1
Judet: Gorj, **cod postal** 210147

Distributie Energie Oltenia S.A.
<<societate administrata in sistem dualist>>
COER TG-JIU
Nr. 060038697852/ 28.10.2020

Prezentul aviz are anexate 001
planuri de situatie vizate de COER TG-JIU

Stimate client,

Referitor la cererea aviz amplasament, inregistrata cu nr. 060038697852 /28.10.2020 pentru :
Obiectivul : CENTRALA FOTOVOLTAICA CABINA POARTA
situat in localitatea : TARGU CARBUNESTI (GJ), str. COJANI, nr.: 46A, bl. , sc. , et. , ap. , jud. Gorj, cod postal 215503.

In urma analizei **documentatiei /studiului de solutie** privind eliberarea amplasamentului (avizat in CTE a Distributie Energie Oltenia S.A cu aviz nr. /) Distributie Energie Oltenia S.A prin Centrul Operational Extindere Retea COER Targu Jiu este **de acord** cu realizarea obiectivului pe amplasamentul propus si se emite :

AVIZ DE AMPLASAMENT FAVORABIL
nr. 2600045776 / 28.10.2020

Cu urmatoarele precizari :

1. In zona **exista** retea electrica de distributie de medie / joasa tensiune monofazata / trifazata.
2. Reteaua electrica de distributie din zona se afla la m fata de obiectivul pentru care s-a solicitat aviz de amplasament.
3. Reteaua electrica de distributie din zona este de tip: retea aeriana/subterana mt/jt/IT: LEA 20KV ZORLESTI, LEA 20KV COLIBASI proprietate DISTRIBUTIE ENERGIE OLTENIA SA , post trafo IT/mt/jt: , conductor/cablu jt: .
4. Instalatiile electrice ale Distributie Energie Oltenia S.A existente in zona se afla amplasate fata de obiectivul pentru care s-a solicitat aviz de amplasament la distante minime impuse de normativul in vigoare si anume:
fata de reseaua de IT : 48,0 m;
fata de reseaua de mt : 18,0 m;
fata de reseaua de jt : 1,0 m;
fata de postul trafo : 20,0 m.

Pentru zonele fara retele electrice de distributie, in vederea emiterii autorizatiei de construire, se vor avea in vedere prevederile din HGR nr. 525 /1996, republicata in 2002, cu completarile ulterioare pentru aprobarea „Regulamentului General de Urbanism”, iar pentru realizarea/extinderea retelelor electrice se vor avea in vedere prevederile Ordinului ANRE nr.59/2013 pentru aprobarea „Regulamentului pentru racordarea utilizatorilor la retelele electrice de interes public” si Legea energiei nr.123/2012 .

Conform Anexei 2 din ordinul ANRE nr.59/2013 si art.51 din Legea energiei nr.123/2012 in zonele in care nu exista retea electrica de interes public autoritatile publice locale sau centrale vor colabora cu operatorul de distributie pentru extinderea retelelor de distributie ori electrificarea localitatilor.

F-PO-01-03-01#02#06_Aviz de amplasament favorabil

Nota: prezentul formular este valabil si pentru situatia actualizarii avizului de amplasament, dupa elaborarea studiului de solutie privind eliberarea amplasamentului si paragrafele scrise in format italic sunt parte ale acestui aviz.

În conformitate cu prevederile Art 49 din Legea energiei nr.123/2012, este interzis persoanelor fizice sau juridice:

- a) să efectueze construcții de orice fel în zona de siguranță a rețelelor electrice de distribuție, altele decât cele prevăzute în avizul de amplasament al operatorului de distribuție;
- b) să efectueze săpături de orice fel sau să înființeze plantații în zona de siguranță a rețelelor electrice de distribuție, fără acordul operatorului de distribuție;
- c) să depoziteze materiale pe culoarul de trecere și în zonele de protecție și de siguranță ale instalațiilor, fără acordul operatorului de distribuție;
- d) să arunce obiecte de orice fel pe rețelele electrice de distribuție sau să intervină în oricare alt mod asupra acestora;
- e) să deterioreze construcțiile, îngrădirile sau inscripțiile de identificare și avertizare aferente rețelelor electrice de distribuție;
- f) să limiteze sau să îngreueze prin execuția de împrejmuire, prin construcții sau prin orice alt mod accesul la instalații al operatorului de distribuție.

5. Execuția lucrărilor pentru **eliberarea amplasamentului** se va face de către operatorul de rețea prin contractarea acestor lucrări cu un constructor atestat ANRE, numai după întocmirea și avizarea în CTE a Distribuție Energie Oltenia S.A, a PT+CS, de către un proiectant atestat.

6. Instalațiile de distribuție administrate de Distribuție Energie Oltenia S.A au fost trasate orientativ pe planul de situație anexat (2 exemplare), vizat spre neschimbare.

Culoarul de siguranță al instalațiilor aflate în apropierea obiectivului, sunt în conformitate cu Ordinul ANRE nr. 49/2007.

Noile trasee ale instalațiilor electrice care se reamplasează sunt cele de pe planurile studiului avizat în comisia CTE a Distribuție Energie Oltenia S.A și care a fost menționat mai sus.

7. Executarea lucrărilor în apropierea instalațiilor electrice se va face cu respectarea strictă a condițiilor din prezentul aviz de amplasament, a normelor tehnice și de protecția muncii specifice. **Săpăturile din zona traseelor de cabluri, fundații de stâlpi se vor face numai manual, cu asistența tehnică din partea Centrului Operațional Exploatare CE MUNICIPAL TG-JIU al Distribuție Energie Oltenia S.A., telefon 0251408006.**

8. În conformitate cu Legea energiei nr.123/2012, art.92 punct (1) deteriorarea, modificarea fără drept sau blocarea funcționării echipamentului de măsură a energiei electrice livrate ori modificarea fără drept a componentelor instalațiilor energetice constituie **infracțiune** și se pedepsește cu închisoarea de la 3 luni la 2 ani sau cu amendă. În același timp, conform art 93, pct (1), alin 29, din Legea energiei 123/2012, constituie **contravenție** executarea de săpături sau lucrări de orice fel în zonele de protecție a instalațiilor fără consimțământul prealabil al titularilor acestora.

9. Beneficiarul lucrării, respectiv executantul, sunt răspunzători și vor suporta consecințele, financiare sau de altă natură, ale eventualelor deteriorări ale instalațiilor și/sau prejudicii aduse utilizatorilor acestora ca urmare a nerespectării regulilor menționate.

10. Avizul de amplasament **nu constituie aviz tehnic de racordare**. Pentru obținerea acestuia, în vederea racordării la rețeaua electrică de distribuție a obiectivului sau a unui spor de putere pentru acesta se va proceda conform Ordinului ANRE nr.59/2013.

Având în vedere situația rețelelor electrice din zonă, pentru racordarea la RED a viitorului loc de consum sunt necesare următoarele lucrări în amonte de punctul de racordare, pentru crearea condițiilor de realizare a acestora:

Lucrări de întărire a rețelelor constând în : _____;

Lucrări de extindere a rețelelor constând în : .

Etapile procesului de racordare în conformitate cu Ordinului ANRE nr.59/2013 sunt :

- a) etapa de documentare și informare a viitorului utilizator;
- b) depunerea cererii de racordare și a documentației aferente pentru obținerea avizului tehnic de racordare;
- c) emiterea avizului tehnic de racordare, ca oferta de racordare de către operatorul de rețea;
- d) încheierea contractului de racordare între operatorul de rețea și utilizator;
- e) încheierea contractului de execuție între operatorul de rețea și executant și realizarea instalației de racordare la rețeaua electrică, punerea în funcțiune a instalației de racordare;
- f) emiterea certificatului de racordare;
- g) punerea sub tensiune a instalației de utilizare.

Tarifele de emitere ale avizelor tehnice de racordare sunt cele stabilite prin Ordinul ANRE nr. 114/2014 privind "Aprobarea tarifelor de emitere a avizelor de amplasament, a avizelor tehnice de racordare și a certificatelor de racordare, practicate de operatorii de distribuție", iar tarifele de racordare sunt cele stabilite prin Ordinul ANRE nr.141/2014 pentru aprobarea tarifelor și indicilor specifici utilizați la stabilirea tarifelor de racordare a utilizatorilor la rețelele electrice de medie și joasă tensiune sau calculate pe baza de deviz.

Pentru detalii solicitantul se va adresa celui mai apropiat Centru Operațional Extinderea Rețelei al Distribuție Energie Oltenia S.A.

11. Avizul de amplasament este valabil de la data emiterii și până la 27.10.2022, data la care expiră Certificatul de Urbanism în baza căruia a fost emis.

12. Prolungirea termenului de valabilitate a avizului de amplasament se poate face, gratuit, la cererea adresată de titular cu cel puțin 15 zile înainte de expirarea acestuia, în condițiile în care anterior a fost prelungit termenul de

F-PO-01-03-01#02#06_Aviz de amplasament favorabil

Nota: prezentul formular este valabil și pentru situația actualizării avizului de amplasament, după elaborarea studiului de soluție privind eliberarea amplasamentului și paragrafele scrise în format italic sunt parte ale acestui aviz.

valabilitate a Certificatului de Urbanism în baza caruia a fost emis, iar restul condițiilor nu s-au modificat fata de momentul emiterii avizului.

13. Dacă în intervalul menționat la pct.11 solicitantul obține autorizația de construire pentru obiectivul respectiv, valabilitatea avizului de amplasament se extinde pe durata valabilității autorizației de construire/desființare, inclusiv pe durata de execuție a lucrărilor înscrise în autorizație.

14. Prezentul aviz de amplasament este valabil numai pentru amplasamentul obiectivului conform plan de situație Proiect nr / , vizat de Distribuție Energie Oltenia S.A prin TG-JIU și a Certificatului de urbanism nr. 133 /27.10.2020 sau a planului anexat , parte integrantă a studiului avizat menționat mai sus.

15. În zona **nu există** instalații electrice care aparțin altor operatori de distribuție/transport a energiei electrice și **nu este** necesar să se adreseze detinatorilor acestor instalații în vederea obținerii avizelor de amplasament .

16. Avizul de amplasament favorabil își încetează valabilitatea în următoarele situații:

- expira termenul de valabilitate;
- se modifică datele obiectivului (caracteristici tehnice, suprafața ocupată, înălțime etc) care au stat la baza emiterii avizului;

17. Alte precizări în funcție de specificul obiectivului și amplasamentului respectiv :

În conformitate cu Ordinul ANRE nr.239/2019 "Norma tehnică privind delimitarea zonelor de protecție și de siguranță aferente capacităților energetice" Cap.III, art.3.25 se va respecta obligatoriu distanța de apropiere minimă de 1,5 x înălțimea de la sol a stălpului LEA cel mai apropiat. În conformitate cu Legea Energiei nr.123/2012, art.49, litera F "Se interzice persoanelor fizice sau juridice să limiteze sau să îngreueze, prin executia de împrejmuire, prin constructie și prin orice alt mod accesul la instalațiile operatorului de distribuție. Valabilitatea prezentului aviz de amplasament este data de respectarea celor enunțate anterior.

Operator

DISTRIBUTIE ENERGIE OLTENIA S.A.

**Sef centru Zonal
C.O. EXTINDEREA REȚELEI TG. JIU
SORIN-SEVER GRANU**



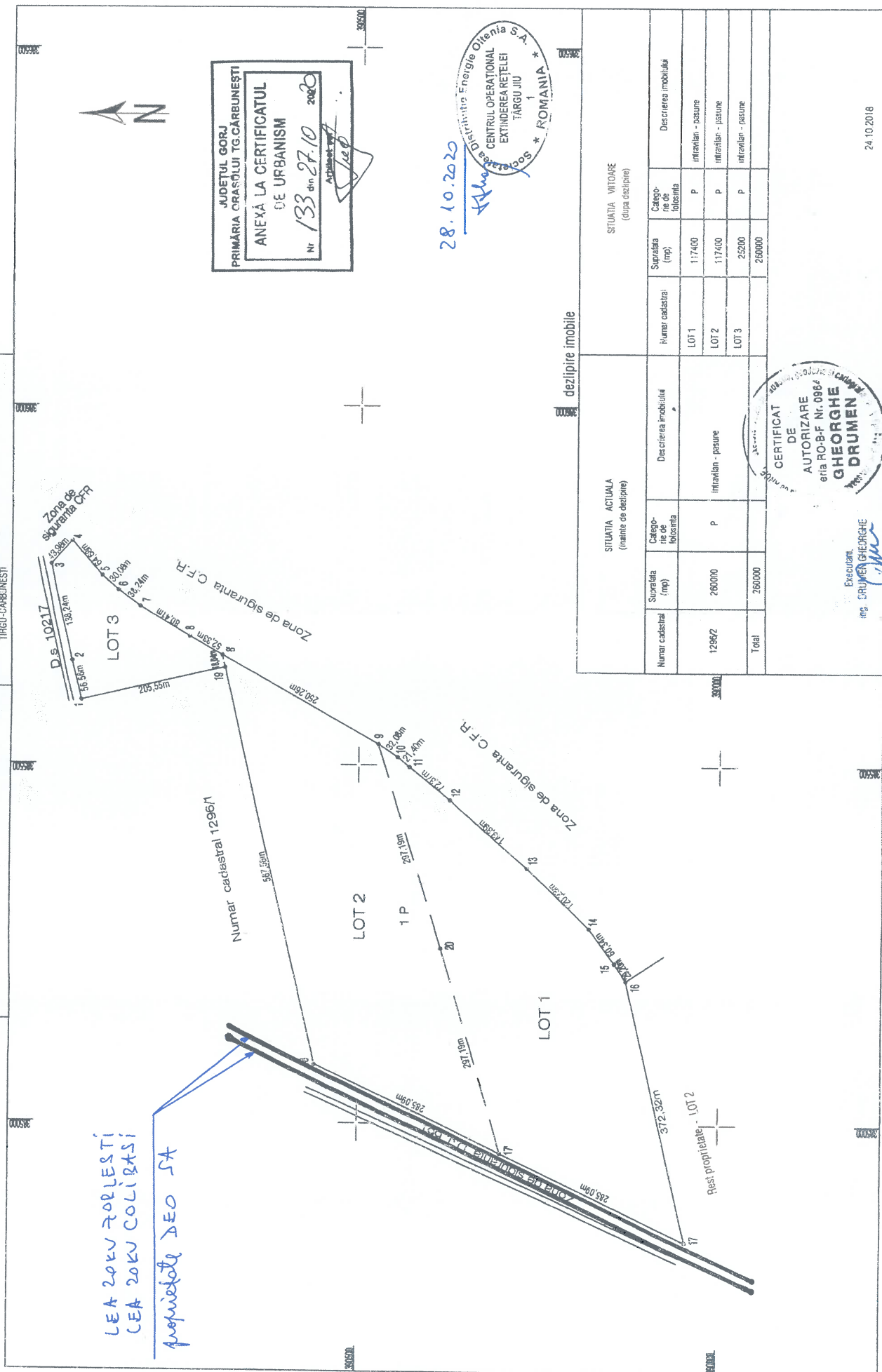
F-PO-01-03-01#02#06_Aviz de amplasament favorabil

Nota: prezentul formular este valabil și pentru situația actualizării avizului de amplasament, după elaborarea studiului de soluție privind eliberarea amplasamentului și paragrafele scrise în format italic sunt parte ale acestui aviz.

Pian de amplasament si delimitare a imobilului cu propunerea de dezlipire

Scara 1:5000

Nr. cadastral	Suprafata masurata a imobilului (mp)	Adresa imobilului
	260000	oras Tg - Carbunesti, sat Cojani, T 71, P 10218-10222, Jud Gorj - intravilan
Cartea Funciara nr		Unitatea Administrativ Teritoriala (UAT)
		TIRGU-CARBUNESTI



28.10.2020



dezlipire imobile

SITUAȚIA ACTUALĂ (înainte de dezlipire)			SITUAȚIA VIITOARE (după dezlipire)		
Numar cadastral	Suprafata (mp)	Categoria de folosinta	Numar cadastral	Suprafata (mp)	Categoria de folosinta
12962	260000	P	LOT 1	117400	P
			LOT 2	117400	P
			LOT 3	25200	P
Total	260000			252000	



24.10.2018



AVIZ CTI Nr. 03

Comisia Tehnică Internă de Avizare a SC ELPROCONS ELECTRIC SRL în ședința din data de 21.04.2021 a examinat lucrarea (documentația de proiectare) nr. 03/2021 cu denumirea „**Racordare la rețeaua electrică de distribuție a centralei fotovoltaice cu $P_i=15033,6kW$, localitatea Targu Carbunesti, sat Cojani, județul Gorj**”, **actualizarea 1 - faza studiu de soluție (SS)**.

Beneficiar: Distribuție Energie Oltenia S.A. Craiova/ S.C. Serg Company S.R.L. Tg. Jiu.
În urma examinării documentației și avizelor ce însoțesc lucrarea, se constată următoarele:

Date generale:

- Amplasamentul lucrării: domeniu public și privat situat în intravilanul orașului Tg. Carbunesti, sat Cojani, județul Gorj;
- Investitor: Distribuție Energie Oltenia S.A. Craiova/ Investitor S.C. Serg Company S.R.L. Tg. Jiu;
- Proiectant: S.C. Elprocons Electric SRL Targu Jiu.

La întocmirea lucrării s-a avut în vedere:

- *Cerințele din Tema de Proiectare și Caietul de Sarcini;*
- NTE 005/06/00 - Normativ privind metodele și elementele de calcul al siguranței în funcționare a instalațiilor energetice;
- NTE 007/08/00 – Normativ pentru proiectarea și executarea rețelelor de cabluri electrice;
- SR EN 50341-1:2013 – Linii electrice aeriene de tensiune alternativă mai mare de 1kV. Partea 1: Reguli generale. Specificații comune;
- SR EN 50341-2-24:2019 – Linii electrice aeriene de tensiune alternativă mai mare de 1kV;
- Norma tehnică privind delimitarea zonelor de protecție și siguranța a capacităților energetice, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 239/20.12.2019, cu modificările și completările ulterioare;
- Politica tehnică 4/2018, rev. 6 – Linii electrice subterane de medie tensiune – Distribuție Energie Oltenia S.A.;
- Politica tehnică 5/2018, rev. 5 – Posturi de transformare MT/JT, Puncte de Alimentare și Puncte de Conexiuni MT – Distribuție Energie Oltenia S.A.;
- Politica tehnică 8/2019, rev. 6 – Sistem SCADA – Distribuție Energie Oltenia S.A.
- Politica tehnică 9/2020, rev. 16 – Stații de transformare 110/20(6)kV – Distribuție Energie Oltenia S.A.;
- Politica tehnică 10/2018, rev. 8 – Masurarea Energiei Electrice – Distribuție Energie Oltenia S.A.;
- Ghid pentru stabilirea soluțiilor de racordare pentru noii utilizatori, rev. 10 - Distribuție Energie Oltenia S.A.;
- Codul Tehnic al RET /Codului Tehnic al RED;
- Ordinul ANRE 208/2018 pentru aprobarea Normei tehnice privind cerințele tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru module generatoare, centrale formate din module generatoare și centrale formate din module generatoare offshore (situate în larg);
- Ordinul ANRE 51/2019 privind aprobarea Procedurii de notificare pentru racordarea unităților generatoare și de verificare a conformității unităților generatoare cu cerințele tehnice privind racordarea unităților generatoare la rețelele electrice de interes public.
- Ordinul ANRE 233/2019 privind aprobarea Metodologiei pentru schimbul de date între operatorul de transport și de sistem, operatorii de distribuție și utilizatorii de rețea semnificativi;
- Ordinul ANRE nr. 11/2016 privind aprobarea Standardului de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice;
- Ordinele ANRE 59/2013, 11/2014, 141/2014, 87/2014.

Lucrări analizate și propuse:

În documentație sunt propuse 2 variante de racordare la RED 20kV a CEF proiectate.

Varianta 1:

Conform datelor puse la dispoziție de solicitant, alocarea panourilor, invertoarelor, sumatoarelor și PTAB 20/0,4kV pe parcuri independente, a locului de produce/consum aferent CEF Cojani 2 proiectată este următoarea:
PARC 1

- *Puterea instalată totală Parc 1: 4057,2kW;*
- *Puterea instalată generatoare fotovoltaice (invertoare): 4057,2kW;*
- *Nr. panouri : 10780buc;*

- Tip panou: LG 405W bifaciale;
- Pi/panou: 0,405kWp;
- Puterea maxima debitata de panouri: 4365,9kWp;
- Tip invertore: Solar Edge SE82.8K;
- Pi inverter(c.a.): 82,8kW ;
- Nr. invertore: 49buc.;
- Puterea maxima debitata de invertore: 4057,2kW;
- Un inverter(c.a.): 400V ;
- Numar PTAB 20/0,4kV, 1250kVA – 4buc.
- Puncte de conexiuni PC 20kV pentru racordare RED 20kV – 1 buc.

PARC 2

- Puterea instalata totala Parc 2: 5474,4kW;
- din care :
 - o Puterea instalata generatoare fotovoltaice(invertore): 3974,4kW;
 - o Puterea instalata in instalatie de stocare: 1500kW.
- Nr. panouri : 10560buc;
- Tip panou: LG 405W bifaciale;
- Pi/panou: 0,405kWp;
- Puterea maxima debitata de panouri: 4276,8kWp;
- Tip invertore: Solar Edge SE82.8K;
- Pi inverter(c.a.): 82,8kW ;
- Nr. invertore: 48buc.;
- Puterea maxima debitata de invertore: 3974,4kW;
- Un inverter(c.a.): 400V ;
- Numar PTAB 20/0,4kV, 1250kVA – 4buc.
- Pi servicii interne: 1600kW;
- Pmax.sa, servicii interne: 1575kW;
- Pi_{si}=75kW;
- Putere instalata in instalatia de stocare (IS): 1500kW;
- Pi element de stocare: 500kW;
- Numar unitati stocare: 3buc;
- Tip inverter unitati de stocare: SMA Sunny Central Storage SCS 1900;
- Pi inverter(c.a.): 1900kVA;
- Un inverter(c.a.): 337V(287 V to 404 V);
- Numar PTAB 20/0,4kV, 1600kVA pentru unitati stocare – 1buc;
- Puncte de conexiuni PC 20kV pentru racordare RED 20kV – 1 buc.

PARC 3

- Puterea instalata totala Parc 3: 5474,4kW;
- din care :
 - o Puterea instalata generatoare fotovoltaice(invertore): 3974,4kW;
 - o Puterea instalata in instalatie de stocare: 1500kW.
- Nr. panouri : 10560buc;
- Tip panou: LG 405W bifaciale;
- Pi/panou: 0,405kWp;
- Puterea maxima debitata de panouri: 4276,8kWp;
- Tip invertore: Solar Edge SE82.8K;
- Pi inverter(c.a.): 82,8kW ;
- Nr. invertore: 48buc.;
- Puterea maxima debitata de invertore: 3974,4kW;
- Un inverter(c.a.): 400V ;
- Numar PTAB 20/0,4kV, 1250kVA – 4buc.
- Pi servicii interne: 1600kW;
- Pmax.sa, servicii interne: 1500kW ;
- Putere instalata in instalatia de stocare (IS): 1500kW;
- Pi element de stocare: 500kW;
- Numar unitati stocare: 3buc;
- Tip inverter unitati de stocare: SMA Sunny Central Storage SCS 1900;
- Pi inverter(c.a.): 1900kVA;
- Un inverter(c.a.): 337V(287 V to 404 V);
- Numar PTAB 20/0,4kV, 1600kVA pentru unitati stocare – 1buc;
- Puncte de conexiuni PC 20kV pentru racordare RED 20kV – 1 buc.

Parcul 1 se racordeaza prin racord LES+LEA 20kV la stalpul 66A, de tip SC 15014, nou proiectat in axul LEA 20kV Zorlesti. LES 20kV se realizeaza cu cabluri de tip A2XS(F)2Y 3x1x185/25mmp, in lungime de circa 50m, pozat intre PC 1 proiectat si stalpul SC 15014 nr. 1 proiectat pe fonduri beneficiar. Stalpul SC15014 nr. 1 se amplaseaza in incinta CEF, in afara zonei de protectie a LEA 20kV existente si se echepeaza cu priza de pamant 4 ohmi, descarcatori ZnO 20kV, separator tripolar de tip STEPNO 20kV, consola CIT 140 si lanturi duble de intindere

F- PO-ELPROCONS-06-03

compozite, zona IV de poluare. Stalpul SC15014 nr. 66A din axul LEA 20kV Zorlesti se echipeaza cu priza de pamant de 10hmi, consola tip CSO, izolatoare de sustinere duble compozite (similare cu cele existente) in axul LEA 20kV si consola CIT 140 si lanturi duble de intindere compozite in racordul LEA 20kV Parc 1. Racordul LEA 20kV se realizeaza cu conductoare de tip ACSR 95-Al 1/14-ST1A, in lungime de traseu de circa 30m.

Parcul 2 se racordeaza prin racord LES+LEA 20kV la stalpul 97, de tip SC 15014, nou proiectat, care inlocuieste stalpul existent de tip SE1 in axul LEA 20kV Colibasi. LES 20kV se realizeaza cu cabluri de tip A2XS(F)2Y 3x1x185/25mmp, in lungime de circa 50m, pozat intre PC 2 proiectat si stalpul SC 15014 nr. 1 proiectat pe fonduri beneficiar. Stalpul SC15014 nr. 1 se amplaseaza in incinta CEF, in afara zonei de protectie a LEA 20kV existente si se echipeaza cu priza de pamant 4 ohmi, descarcatori ZnO 20kV, separator tripolar de tip STEPNO-20kV, consola CIT 140 si lanturi duble de intindere compozite, zona IV de poluare. Stalpul SC15014 nr. 97 din axul LEA 20kV Colibasi se echipeaza cu priza de pamant de 10hmi, consola tip CST150, izolatoare de sustinere duble compozite (similare cu cele existente) in axul LEA 20kV si consola CIT 140 si lanturi duble de intindere compozite in racordul LEA 20kV Parc 2. Racordul LEA 20kV se realizeaza cu conductoare de tip ACSR 95-Al 1/14-ST1A, in lungime de traseu de circa 30m.

Parcul 3 se racordeaza prin racord LES+LEA 20kV la stalpul 55, de tip SC 15014, nou proiectat, care inlocuieste stalpul existent de tip SE1 in axul LEA 20kV Albeni. LES 20kV se realizeaza cu cabluri de tip A2XS(F)2Y 3x1x185/25mmp, in lungime de circa 900m, pozat intre PC 3 proiectat si stalpul SC 15014 nr. 1 proiectat pe fonduri beneficiar, pe domeniul public din zona drumului spre satul Cojani. Stalpul SC15014 nr. 1 proiectat se echipeaza cu priza de pamant 4 ohmi, descarcatori ZnO 20kV, separator tripolar de tip STEPNO-20kV, consola CIT 140 si lanturi duble de intindere compozite, zona IV de poluare. Stalpul SC15014 nr. 55 din axul LEA 20kV Albeni, care inlocuieste stalpul SE1 existent, se echipeaza cu priza de pamant de 10hmi, consola tip CST150, izolatoare de sustinere duble ceramice de tip ISNS (similare cu cele existente) in axul LEA 20kV si consola CDV si lanturi duble de intindere compozite in racordul LEA 20kV Parc 3.

Racordul LEA 20kV se realizeaza cu conductoare de tip ACSR 95-Al 1/14-ST1A, in lungime de traseu de circa 20m.

Deoarece LEA 20kV Colibasi este in prezent dedicata posturilor de transformare proprietatea OMV Petrom din zona si masurarea energiei electrice se realizeaza in prezent in celula 20kV din statia 110/20kV Tg. Carbonești, se echipeaza pe taxa de racordare stalpul existent SE8 nr. 105 al LEA 20kV Colibasi cu grup de masura de tip PETROM, realizat cu reductori de curent 2x100/5A, clasa 0,2S si reductori de tensiune 20/0,1kV, clasa 0,2. Stalpul se echipeaza cu priza de pamant 4 ohmi, confectie metalica zincata pentru montarea grupului de masura aerian 20kV si descarcatori ZnO 20kV. Dupa montarea grupului de masura 20kV si punerea in functiune a CEF Cojani 2 proiectata, datorita posibilitatii de buclare a LEA 20kV Colibasi cu LEA 20kV Zorlesti si LEA 20kV Albeni, OD va modifica formulele de agregare pentru determinarea consumurilor pentru OMV Petrom.

Lucrari finantate din tarif de racordare :

In axul LEA 20kV Zorlesti se proiecteaza stalpul 66A, de tip SC 15014, nou proiectat. Stalpul se echipeaza cu priza de pamant de 10hmi, consola tip CSO, izolatoare de sustinere duble compozite (similare cu cele existente) in axul LEA 20kV.

In axul LEA 20kV Colibasi se inlocuieste stalpul SE1 nr. 97 cu stalp de tip SC15014 care se echipeaza cu priza de pamant de 10hmi, consola tip CST150, izolatoare de sustinere duble compozite (similare cu cele existente).

In axul LEA 20kV Albeni se inlocuieste stalpul SE1 nr. 55 cu stalp de tip SC15014 care se echipeaza cu priza de pamant de 10hmi, consola tip CST150, izolatoare de sustinere duble ceramice de tip ISNS (similare cu cele existente) in axul LEA 20kV

Se echipeaza stalpul existent SE8 nr. 105 in LEA 20kV Colibasi cu grup de masura de tip PETROM, realizat cu reductori de curent 2x100/5A, clasa 0,2S si reductori de tensiune 20/0,1kV, clasa 0,2. Stalpul se echipeaza cu priza de pamant 4 ohmi, confectie metalica zincata pentru montarea grupului de masura aerian 20kV si descarcatori ZnO 20kV. Dupa montarea grupului de masura 20kV, datorita posibilitatii de buclare a LEA 20kV Colibasi cu LEA 20kV Zorlesti si LEA 20kV Albeni, OD va modifica formulele de agregare pentru determinarea consumurilor pentru OMV Petrom.

In celulele 20kV aferente LEA 20kV Zorlesti, LEA 20kV Colibasi si LEA 20kV Albeni din statia de transformare 110/20kV Tg. Carbonești se parametrizeaza protectiile numerice cu activare functie directionala, datorita racordarii pe cele 3 LEA 20kV a Parc 1, Parc 2 si Parc 3 aferente CEF Cojani 2.

Lucrari finantate din fonduri de intarire retea:

Datorita depasirii puterii de evacuare a transformatorilor 25MVA in statia 110/20kV Tg. Carbonești, este necesara efectuarea urmatoarelor lucrari de rotire a trafo 2x25MVA cu trafo 2x40MVA proprietatea DEO SA:

- Demontare transformator T1 110/20kV, 40MVA (1buc.), din statia Timiseni(GJ) transport (50km) si montare in locul T2 in statia 110/20kV Tg. Carbonești;
- Demontare transformator T2 110/20kV, 25MVA (1buc.), din statia Tg. Carbonești, transport (50km) si montare in statia 110/20kV Timiseni(GJ);
- Demontare transformator T3 110/20kV, 40MVA (1buc.), din statia Jilt(GJ), transport (60km) si montare in statia 110/20kV Carbonești, in locul T1 110/20kV, 25MVA;
- Demontare transformator T1 110/20kV, 25MVA (1buc.), din statia Tg. Carbonești, transport (60km) si montare in statia 110/20kV Jilt(GJ);
- Echipare SCADA - sonda temp. indicator nivel ulei, cofret, ventilatoare, inlocuire dispozitiv de actionare pentru trafo T3 40MVA adus din statia Jilt in statia Carbonești;
- Amenajare gropi de retentie si turnare grinzi cale rulare aferente noilor gabarite al trafo de 40 MVA - T1 40MVA, T2 - 40MVA in statia Tg. Carbonești, respectiv amenajare gropi de retentie si turnare grinzi cai de rulare pentru trafo T1 in statia Timiseni si trafo T3 in statia Jilt;

- Dublare pod bare trafo T1 si T2 cu bare 2xAl 100x10mm(In=1250A) in statia Tg. Carbunesti;
- Dublare bare 20kV distribuitor in statia Carbunesti cu bare In=1250A(2xAl 100x10mm);
- Inlocuire TNSI+BS1 10-100A cu TNSI+BS 20-200A in statia Tg. Carbunesti;
- Inlocuire reductori de curent celula cupla 20kV cu TC 2x600/5/5A si reductori de curent celule trafo T1, T2 cu TC 1250/5/5A in statia Tg. Carbunesti;
- Inlocuire reductori de curent 110kV trafo T1 in statia Tg. Carbunesti cu CESU-110kV 2x150/5/5A din stocul de rezerva al OD;
- Reglaj protectii trafo 110/20kV, 40MVA, T1+T2 in statia Tg. Carbunesti in celulele 110kV si 20kV;
- Reglaje protectii trafo 110/20kV, 25MVA in statiile Timiseni si Jilt, aduse din statia Tg. Carbunesti;
- Probe, verificari si incercari in vederea PIF pentru trafo T1, T2, distribuitor 20kV si TNSI+BS1 20-200A in statia Tg. Carbunesti.

Amplasarea instalatiilor proiectate se realizeaza conform plan de situatie PL06 a statiei Tg. Carbunesti si schema electrica monofilara PL09.

Lucrari finantate din fonduri beneficiar:

PARC 1

La circa 30m de stalpul SC15014 nr. 66A din axul LEA 20kV Zorlesti, in afara zonei de protectie a LEA 20kV Zorlesti, in incinta CEF proiectata(CF 38671 – UAT Carbunesti), se va amplasa stalpul SC15014 nr. 1, echipat cu priza de pamant 4 ohmi, descarcatori ZnO 20kV, separator tripolar de tip STEPNO 20kV, consola CIT 140 si lanturi duble de intindere compozite, zona IV de poluare. Stalpul SC15014 nr. 66A din axul LEA 20kV Zorlesti se echipeaza cu consola CIT 140 si lanturi duble de intindere compozite in racordul LEA 20kV Parc 1. Racordul LEA 20kV se realizeaza cu conductoare de tip ACSR 95-Al 1/14-ST1A, in lungime de traseu de circa 30m.

Pe stalpul SC15014 nr. 1 proiectat se realizeaza trecerea LEA 20kV in LES 20kV, cu suport metalic zincat, cutii terminale de exterior, descarcatori ZnO 20kV, cabluri 20kV de tip A2XS(F)2Y 3x1x185/25mmp, protejate in tub PVC de tip G.

Pe terenul aferent CEF Cojani 2 proiectata, la circa 50m de stalpul SC 15014 nr. 1 proiectat se amplaseaza un punct de conexiuni(PC 1) 20kV proiectat, integrat in SCADA DEO S.A., care va fi echipat conform schema electrica din plansa PL14 cu:

- anvelopa de beton cu exploatare din interior;
- o celula modulara de interior, de linie 20kV, echipata cu separator de sarcina motorizat (48 Vcc), TSI 20/0,23kV, 4kVA, detector de defect(RTU 7.4PC2 sau similar sau prin terminalul numeric de protectie) - tori 150/1A (plecare LEA 20kV Zorlesti), sistem anticondens (rezistenta+termostat);
- o celula modulara de interior, de MASURA SECURIZABILA (cu acces separat securizat din exterior), echipata cu 3 reductori de masura de curent 150/5/5A, clasa 0,2, respectiv 3 reductori de masura de tensiune 20/□3/0,1/□3/0,1/3kV, clasa 0,2S, corespunzatoare categoriei A a punctului de masura, conform prevederilor Ordinului ANRE 103/2015, analizor de energie (Mavosys sau similar), sistem anticondens (rezistenta+termostat);
- 2(doua) celule modulare de interior, de linie cu separator sarcina+intrerupator cu vid, motorizate (48V cc) de sosire PRAB-uri Parc 1, terminal numeric de protectie si reductori de curent de protectie 2x150/5/5A, sistem anticondens (rezistenta+termostat);
- spatiu liber pentru montarea unei celule 20kV;
- dulap SI cc/ca - sursa electroalimentare 48 Vcc(baterie + redresor);
- dulap comunicatii si SCADA;
- cutie externa cu vizor pentru contor (fara contor), pentru montarea contorului electronic trifazat avand dimensiunile de 39x22x11cm (lxHxL) si accesul la citirea contorului, cabluri circuite secundare in lungime de circa 8m, tip NYY-J-7x2,5mmp + NYY-J-5x2,5mmp, pentru alimentarea contorului montare contor in montaj indirect, intre reductorii de masura din celula de masura 20kV si cutia contorului;
- levier de manevra, tablite avertizare.
- circuite secundare servicii interne c.a./c.c.

In interiorul CEF Cojani 2 – Parc 1 se vor amplasa in bucla 4 posturi de transformare in anvelopa de beton PTAB 20/0,4kV, 1250kVA (PTAB 1...PTAB 4), amplasate conform plan de situatie PL04 si dimensionate conform distributiei panourilor si invertoarelor pe terenul CEF disponibil. Racordarea PTAB se realizeaza in PC1 20kV proiectat, in bucla LES 20kV deschisa intre PTAB 2 si PTAB 3, cu cabluri de tip A2XS(F)2Y 3x1x185/25mmp, in lungime de traseu circa 2,1km. PTAB se echipeaza conform schema electrica monofilara PL16, respectiv cu:

- anvelopa de beton cu exploatare din interior;
- 2 celule modulare de interior, de linie 20kV, echipate cu separator de sarcina motorizat (48 Vcc), detector de defect(RTU 7.4PC2 sau similar sau prin terminalul numeric de protectie) - tori 150/1A (plecare LES 20kV), sistem anticondens (rezistenta + termostat);
- o celula modulara de interior, de trafo 20/0,4kV, echipata cu separator sarcina+intrerupator cu vid motorizate (48V cc), terminal numeric de protectie si reductori de curent de protectie 2x40/5A sistem anticondens (rezistenta + termostat);
- transformator de forta 20/0,4kV, 1250kVA, pierderi reduse, infasurari Cu/Cu;
- tablou de distributie de joasa tensiune(TDRI) echipat cu USOL debrosabil In=2000A, 12 plecari spre invertoare, echipate cu intrerupatori 250A, montaj fix;
- circuite servicii interne PTAB.

Intre PC1 20kV proiectat si stalpul SC 15014 nr. 1 proiectat se va realiza LES 20kV cu cabluri de tip A2XS(F)2Y 3x1x185/25mmp in lungime de circa 50m traseu;

Cablurile LES 20kV bucla 1(PC 1) si racordare LES 20kV in LEA 20kV Zorlesti se pozeaza in profil „M” pe spatiul verde din interiorul parcului si in profil „T” la subaversarile drumurilor interne parcului 1, se protejeaza in F- PO-ELPROCONS-06-03

teava PVC-G 160mm la intrarile in PC 20kV, PTAB-uri, urcarea pe stalpul SC 15014 sau subtraversarile de drumuri interne CEF.

Cablurile LES de 0,4kV de la invertoare la cutiile de conexiuni si TDRI-uri si cablurile de la invertoare la panourile solare nu fac obiectul prezentei documentatii de proiectare, acestea fac parte din proiectul intern al CEF Cojani 2 – Parc 1.

PARC 2

La circa 30m de stalpul SC15014 nr. 97 din axul LEA 20kV Colibasi, in afara zonei de protectie a LEA 20kV Zorlesti si LEA 20kV Colibasi, in incinta CEF proiectata(CF 38671 – UAT Carbonești), se va amplasa stalpul SC15014 nr. 1, echipat cu priza de pamant 4 ohmi, descarcatori ZnO 20kV, separator tripolar de tip STEPNO 20kV, consola CIT 140 si lanturi duble de intindere compozite, zona IV de poluare. Stalpul SC15014 nr. 97 din axul LEA 20kV Colibasi se echipeaza cu consola CIT 140 si lanturi duble de intindere compozite in racordul LEA 20kV Parc 2. Racordul LEA 20kV se realizeaza cu conductoare de tip ACSR 95-Al 1/14-ST1A, in lungime de traseu de circa 30m.

Pe stalpul SC15014 nr. 1 proiectat se realizeaza trecerea LEA 20kV in LES 20kV, cu suport metalic zincat, cutii terminale de exterior, descarcatori ZnO 20kV, cabluri 20kV de tip A2XS(F)2Y 3x1x185/25mmp, protejate in tub PVC de tip G.

Pe terenul aferent CEF Cojani 2 proiectata, la circa 50m de stalpul SC 15014 nr. 1 proiectat se amplaseaza un punct de conexiuni(PC 2) 20kV proiectat, integrat in SCADA DEO S.A., care va fi echipat conform schema electrica din plansa PL15 cu:

- anvelopa de beton cu exploatare din interior;
- o celula modulara de interior, de linie 20kV, echipata cu separator de sarcina motorizat (48 Vcc), TSI 20/0,23kV, 4kVA, detector de defect(RTU 7.4PC2 sau similar sau prin terminalul numeric de protectie) - tori 150/1A (plecare LEA 20kV Colibasi), sistem anticondens (rezistenta+termostat);
- o celula modulara de interior, de MASURA SECURIZABILA (cu acces separat securizat din exterior), echipata cu 3 reductori de masura de curent 200/5/5A, clasa 0,2, respectiv 3 reductori de masura de tensiune 20/√3/0,1/√3/0,1/3kV, clasa 0,2S, corespunzatoare categoriei A a punctului de masura, conform prevederilor Ordinului ANRE 103/2015, analizor de energie (Mavosys sau similar), sistem anticondens (rezistenta+termostat);
- 2(doua) celule modulare de interior, de linie cu separator sarcina+intrerupator cu vid, motorizate (48V cc) de sosire PRAB-uri Parc 2, terminal numeric de protectie si reductori de curent de protectie 2x150/5/5A, sistem anticondens (rezistenta+termostat);
- 1 celula modulara de interior, de linie cu separator sarcina+intrerupator cu vid, motorizata(48V cc) de sosire PTAB unitate de stocare S1, terminal numeric de protectie si reductori de curent de protectie 2x50/5/5A, sistem anticondens (rezistenta+termostat);
- spatiu liber pentru montarea unei celule 20kV;
- dulap SI cc/ca - sursa electroalimentare 48 Vcc(baterie + redresor);
- dulap comunicatii si SCADA;
- cutie externa cu vizor pentru contor (fara contor), pentru montarea contorului electronic trifazat avand dimensiunile de 39x22x11cm (lxHxL) si accesul la citirea contorului, cabluri circuite secundare in lungime de circa 8m, tip NYY-J-7x2,5mmp + NYY-J-5x2,5mmp, pentru alimentarea contorului montare contor in montaj indirect, intre reductorii de masura din celula de masura 20kV si cutia contorului;
- rezistente anticondens;
- circuite secundare servicii interne c.a./c.c.;
- levier de manevra, tablite avertizare.

In interiorul CEF Cojani 2 – Parc 2 se vor amplasa in bucla 4 posturi de transformare in anvelopa de beton PTAB 20/0,4kV, 1250kVA (PTAB 5...PTAB 8), amplasate conform plan de situatie PL04 si dimensionate conform distributiei panourilor si invertoarelor pe terenul CEF disponibil. Racordarea PTAB se realizeaza in PC2 20kV proiectat, in bucla LES 20kV deschisa intre PTAB 6 si PTAB 7, cu cabluri de tip A2XS(F)2Y 3x1x185/25mmp, in lungime de traseu circa 1,35km. PTAB se echipeaza conform schema electrica monofilara PL16, respectiv cu:

- anvelopa de beton cu exploatare din interior;
- 2 celule modulare de interior, de linie 20kV, echipate cu separator de sarcina motorizat (48 Vcc), detector de defect(RTU 7.4PC2 sau similar sau prin terminalul numeric de protectie) - tori 150/1A (plecare LES 20kV), sistem anticondens (rezistenta+termostat);
- o celula modulara de interior, de trafo 20/0,4kV, echipata cu separator sarcina+intrerupator cu vid motorizate (48V cc), terminal numeric de protectie si reductori de curent de protectie 2x40/5A, sistem anticondens (rezistenta+termostat);
- transformator de forta 20/0,4kV, 1250kVA, pierderi reduse, infasurari Cu/Cu;
- tablou de distributie de joasa tensiune(TDRI) echipat cu USOL debrosabil In=2000A, 12 plecari spre invertoare, echipate cu intrerupatori 250A, montaj fix;
- circuite servicii interne PTAB.

Pentru alimentare Unitatii de Stocare S1, se amplaseaza PTAB 20/0,4kV, 1600kVA, conform plan de situatie PL04, echipat conform schema electrica monofilara PL17 cu:

- anvelopa de beton cu exploatare din interior;

- 1 celula modulara de interior, de linie 20kV, echipata cu separator de sarcina motorizat (48 Vcc), detector de defect(RTU 7.4PC2 sau similar sau prin terminalul numeric de protectie) - tori 50/1A (plecare LES 20kV), sistem anticondens (rezistenta+termostat);
- o celula modulara de interior, de trafo 20/0,4kV, echipata cu separator sarcina+intrerupator cu vid motorizate (48V cc), terminal numeric de protectie si reductori de curent de protectie 2x50/5A, sistem anticondens (rezistenta+termostat);
- transformator de forta 20/0,4kV, 1600kVA, pierderi reduse, infasurari Cu/Cu;
- tablou de distributie de joasa tensiune(TDRI) echipat cu USOL debrosabil In=2500A;
- circuite servicii interne PTAB.

PTAB S1 se va racorda la PC2 proiectat cu cabluri de tip A2XS(F)2Y 3x1x185/25mmp, in lungime de traseu circa 0,33km.

Intre PC2 20kV proiectat si stalpul SC 15014 nr. 1 proiectat se va realiza LES 20kV cu cabluri de tip A2XS(F)2Y 3x1x185/25mmp in lungime de circa 50m traseu;

Cablurile LES 20kV bucla 2(PC 2) si racordare LES 20kV in LEA 20kV Colibasi se pozeaza in profil „M” pe spatiul verde din interiorul parcului si in profil „T” la subtraversarile drumurilor interne parcului 2, se protejeaza in teava PVC-G 160mm la intrarile in PC 20kV, PTAB-uri, urcarea pe stalpul SC 15014 sau subtraversarile de drumuri interne CEF.

Cablurile LES de 0,4kV de la invertoare la cutiile de conexiuni si TDRI-uri si cablurile de la invertoare la panourile solare nu fac obiectul prezentei documentatii de proiectare, acestea fac parte din proiectul intern al CEF Cojani 2 – Parc 2.

PARC 3

La circa 20m de stalpul SC15014 nr. 55 din axul LEA 20kV Albeni, in afara zonei de protectie a LEA 20kV Albeni, pe domeniul public aferent drumului de acces spre satul Cojani(CF 39017 – UAT Carbonești), se va amplasa stalpul SC15014 nr. 1, echipat cu priza de pamant 4 ohmi, descarcatori ZnO 20kV, separator tripolar de tip STEPNO 20kV, consola CIT 140 si lanturi duble de intindere compozite, zona IV de poluare. Stalpul SC15014 nr. 55 din axul LEA 20kV Albeni se echipeaza cu consola CDV si lanturi duble de intindere compozite in racordul LEA 20kV Parc 3. Racordul LEA 20kV se realizeaza cu conductoare de tip ACSR 95-Al 1/14-ST1A, in lungime de traseu de circa 20m.

Pe stalpul SC15014 nr. 1 proiectat se realizeaza trecerea LEA 20kV in LES 20kV, cu suport metalic zincat, cutii terminale de exterior, descarcatori ZnO 20kV, cabluri 20kV de tip A2XS(F)2Y 3x1x185/25mmp, protejate in tub PVC de tip G.

Pe terenul aferent CEF Cojani 2 proiectata, conform plan de situatie PL04 se amplaseaza un punct de conexiuni(PC 3) 20kV proiectat, integrat in SCADA DEO S.A., care va fi echipat conform schema electrica din plansa PL15 cu:

- anvelopa de beton cu exploatare din interior;
- o celula modulara de interior, de linie 20kV, echipata cu separator de sarcina motorizat (48 Vcc), TSI 20/0,23kV, 4kVA, detector de defect(RTU 7.4PC2 sau similar sau prin terminalul numeric de protectie) - tori 200/1A (plecare LEA 20kV Albeni), sistem anticondens(rezistenta+termostat);
- o celula modulara de interior, de MASURA SECURIZABILA (cu acces separat securizat din exterior), echipata cu 3 reductori de masura de curent 200/5/5A, clasa 0,2, respectiv 3 reductori de masura de tensiune 20/√3/0,1/√3/0,1/3kV, clasa 0,2S, corespunzatoare categoriei A a punctului de masura, conform prevederilor Ordinului ANRE 103/2015, analizor de energie (Mavosys sau similar), sistem anticondens(rezistenta+termostat);
- 2(doua) celule modulare de interior, de linie cu separator sarcina+intrerupator cu vid, motorizate (48V cc) de sosire PRAB-uri Parc 3, terminal numeric de protectie si reductori de curent de protectie 2x150/5/5A, sistem anticondens(rezistenta+termostat);
- 1 celula modulara de interior, de linie cu separator sarcina+intrerupator cu vid, motorizata(48V cc) de sosire PTAB unitate de stocare S2, terminal numeric de protectie si reductori de curent de protectie 2x50/5/5A, sistem anticondens (rezistenta+termostat);
- spatiu liber pentru montarea unei celule 20kV;
- dulap SI cc/ca - sursa electroalimentare 48 Vcc(baterie + redresor);
- dulap comunicatii si SCADA;
- cutie externa cu vizor pentru contor (fara contor), pentru montarea contorului electronic trifazat avand dimensiunile de 39x22x11cm (lxHxL) si accesul la citirea contorului, cabluri circuite secundare in lungime de circa 8m, tip NYY-J-7x2,5mmp + NYY-J-5x2,5mmp, pentru alimentarea contorului montare contor in montaj indirect, intre reductorii de masura din celula de masura 20kV si cutia contorului;
- circuite secundare servicii interne c.a./c.c.;
- levier de manevra, tablite avertizare.

In interiorul CEF Cojani 2 – Parc 3 se vor amplasa in bucla 4 posturi de transformare in anvelopa de beton PTAB 20/0,4kV, 1250kVA (PTAB 9...PTAB 12), amplasate conform plan de situatie PL04 si dimensionate conform distributiei panourilor si invertoarelor pe terenul CEF disponibil. Racordarea PTAB-urilor se realizeaza in PC3 20kV proiectat, in bucla LES 20kV deschisa intre PTAB 10 si PTAB 11, cu cabluri de tip A2XS(F)2Y 3x1x185/25mmp, in lungime de traseu circa 2,32km. PTAB se echipeaza conform schema electrica monofilara PL16, respectiv cu:

- anvelopa de beton cu exploatare din interior;

- 2 celule modulare de interior, de linie 20kV, echipate cu separator de sarcina motorizat (48 Vcc), detector de defect(RTU 7.4PC2 sau similar sau prin terminalul numeric de protectie) - tori 150/1A (plecare LES 20kV), sistem anticondens(rezistenta+termostat);
- o celula modulara de interior, de trafo 20/0,4kV, echipata cu separator sarcina+intrerupator cu vid motorizate (48V cc), terminal numeric de protectie si reductori de curent de protectie 2x40/5A, sistem anticondens(rezistenta+termostat);
- transformator de forta 20/0,4kV, 1600kVA, pierderi reduse, infasurari Cu/Cu;
- tablou de distributie de joasa tensiune(TDRI) echipat cu USOL debrosabil In=2000A, 12 plecari spre invertoare, echipate cu intrerupatori 250A, montaj fix;
- circuite servicii interne PTAB.

Pentru alimentare Unitatii de Stocare S2, se amplaseaza PTAB 20/0,4kV, 1600kVA, conform plan de situatie PL04, echipat conform schema electrica monofilara PL17 cu:

- anelopa de beton cu exploatare din interior;
- 1 celula modulara de interior, de linie 20kV, echipata cu separator de sarcina motorizat (48 Vcc), detector de defect(RTU 7.4PC2 sau similar sau prin terminalul numeric de protectie) - tori 50/1A (plecare LES 20kV), sistem anticondens (rezistenta+termostat);
- o celula modulara de interior, de trafo 20/0,4kV, echipata cu separator sarcina+intrerupator cu vid motorizate (48V cc), terminal numeric de protectie si reductori de curent de protectie 2x50/5A, sistem anticondens (rezistenta+termostat);
- transformator de forta 20/0,4kV, 1600kVA, pierderi reduse, infasurari Cu/Cu;
- tablou de distributie de joasa tensiune(TDRI) echipat cu USOL debrosabil In=2500A;
- circuite servicii interne PTAB.

PTAB S1 se va racorda la PC3 proiectat cu cabluri de tip A2XS(F)2Y 3x1x185/25mmp, in lungime de traseu circa 0,15km.

Intre PC3 20kV proiectat si stalpul SC 15014 nr. 1 proiectat se va realiza LES 20kV cu cabluri de tip A2XS(F)2Y 3x1x185/25mmp in lungime de circa 0,9km traseu. Cablurile se vor poza pe spatiul verde din interiorul parcului si pe spatiul verde din zona de protectie a DJ 661 si drumului comunal de acces la satul Cojani. Supratraversarea caii ferate se va realiza prin instalarea cablurilor electrice in teava metalica montata pe suporti metalici profilati fixati de podul aferent DJ 661 si pe suporti de beton la capetele podului care supratraverseaza calea ferata.

Cablurile LES 20kV bucla 3(PC 3) si racordare LES 20kV in LEA 20kV Albeni se pozeaza in profil „M” pe spatiul verde din interiorul parcului si pe domeniul public si in profil „T” la subtraversarile drumurilor interne parcului 2 si cailor de acces la proprietati, se protejeaza in teava PVC-G 160mm la intrarile in PC 20kV, PTAB-uri, urcarea pe stalpul SC 15014 sau subtraversarile de drumuri interne CEF si acceselor la proprietati.

Cablurile LES de 0,4kV de la invertoare la cutiile de conexiuni si TDRI-uri si cablurile de la invertoare la panourile solare nu fac obiectul prezentei documentatii de proiectare, acestea fac parte din proiectul intern al CEF Cojani 2 – Parc 3.

Racordarea noului producator la retea 20kV conduce la modificarea circulatiei de puteri in LEA 20kV Zorlesti, LEA 20kV Colibasi, LEA 20kV Albeni si in statia 110/20kV Tg. Carbonești. In situatia existenta energia produsa de centralele racordate in retea de distributie aferenta statiei 110/20kV Tg. Carbonești, la varful de dimineata de vara (VDV 2020), respectiv 14,66MW, fiind debitata in LEA 110kV Carbonești – Tg. Jiu Nord prin trafo T2 110/20kV, 25MVA. In urma efectuării calculelor de regimuri in situatia existenta si proiectata rezulta ca sunt necesare lucrari de intarire a retelei pentru amplificarea/rotirea trafo 110/20kV in statia Carbonești, respectiv de la situatia existenta cu 2x25MVA la situatia proiectata cu 2x40MVA.

Prin functionarea CEF Cojani 2 proiectata si a instalatiilor de stocare(IS) aferente nu se va depasi puterea maxima simultan evacuata, respectiv puterea maxima simultan absorbita aprobata, limitarea urmand sa fie implementata prin parametrizarea protectiilor in punctele de conexiuni 20kV proiectate.

Au fost calculate valorile CPT in retea de medie tensiune analizata, in situatia existenta si in situatia proiectata. Datorita racordarii grupurilor generatoare fotovoltaice aferente parcurilor 1...3 din CEF Cojani 2 in LEA 20kV Zorlesti, LEA 20kV Colibasi si LEA 20kV Albeni, are loc cresterea CPT atat in retea de medie tensiune cat si datorita inlocuirii(rotirii) trafo 25MVA cu trafo 40MVA in statia Tg. Carbonești, cu incadrarea in limitele procentuale stabilite de OD.

Rezultatele calculelor de verificare si dimensionare sunt prezentate in breviarul de calcule electrice si in analiza de regimurilor de functionare a retelei de medie tensiune.

Varianta 2

Conform datelor puse la dispozitie de solicitant, alocarea panourilor, invertoarelor, sumatoarelor si PTAB 20/0,4kV pe parcuri independente, a locului de produce/consum aferent CEF Cojani 2 proiectata este urmatoarea:

PARC 1

- Puterea instalata totala Parc 1: 7461,6kW;

din care :

- Puterea instalata generatoare fotovoltaice(invertoare): 5961,6kW;
- Puterea instalata in instalatie de stocare: 1500kW.
- Nr. panouri : 15840buc;
- Tip panou: LG 405W bifaciale;
- Pi/panou: 0,405kWp;

- Puterea maxima debitata de panouri: 6415,2kWp;
- Tip invertore: Solar Edge SE82.8K;
- Pi inverter(c.a.): 82,8kW ;
- Nr. invertore: 72buc.;
- Puterea maxima debitata de invertore: 5961,6kW;
- Un inverter(c.a.): 400V ;
- Numar PTAB 20/0,4kV, 1250kVA – 6buc.
- Pi servicii interne: 1600kW;
- Pmax.sa, servicii interne: 1575kW ;
- Putere instalata in instalatia de stocare (IS): 1500kW;
- Pi element de stocare: 500kW;
- Numar unitati stocare: 3buc;
- Tip inverter unitati de stocare: SMA Sunny Central Storage SCS 1900;
- Pi inverter(c.a.): 1900kVA;
- Un inverter(c.a.): 337V(287 V to 404V);
- Numar PTAB 20/0,4kV, 1600kVA pentru unitati stocare – 1buc;
- Puncte de conexiuni PC 20kV pentru racordare RED 20kV – 1 buc.

PARC 2

- Puterea instalata totala Parc 2: 7544,4kW;
- din care :
 - o Puterea instalata generatoare fotovoltaice(invertore): 6044,4kW;
 - o Puterea instalata in instalatie de stocare: 1500kW.
- Nr. panouri : 16060buc;
- Tip panou: LG 405W bifaciale;
- Pi/panou: 0,405kWp;
- Puterea maxima debitata de panouri: 6504,3kWp;
- Tip invertore: Solar Edge SE82.8K;
- Pi inverter(c.a.): 82,8kW ;
- Nr. invertore: 73buc.;
- Puterea maxima debitata de invertore: 6044,4kW;
- Un inverter(c.a.): 400V ;
- Numar PTAB 20/0,4kV, 1250kVA – 6buc.
- Pi servicii interne: 1600kW;
- Pmax.sa, servicii interne: 1500kW ;
- Putere instalata in instalatia de stocare (IS): 1500kW;
- Pi element de stocare: 500kW;
- Numar unitati stocare: 3buc;
- Tip inverter unitati de stocare: SMA Sunny Central Storage SCS 1900;
- Pi inverter(c.a.): 1900kVA;
- Un inverter(c.a.): 337V(287 V to 404V);
- Numar PTAB 20/0,4kV, 1600kVA pentru unitati stocare – 1buc;
- Puncte de conexiuni PC 20kV pentru racordare RED 20kV – 1 buc.

Parcul 1 avand $P_i=7461,6\text{kW}$ se racordeaza prin racord LES 20kV pe bara 20kV a statiei de transformare 110/20kV Tg. Carbonești, in celula 10k de racord(linie) si masura CEF Cojani 2 - Parc 1 proiectata si finantata pe tarif de racordare.

Conform schemei electrice monofilare a statiei 110/20kV Tg. Carbonești din plansa PL10 si planului de situatie proiectata a statiei Tg. Carbonești din plansa PL07, celula 10k proiectata, compatibila cu celulele existente (izolatie bare in aer, in compartiment inchis, 20kV, 1250A), integrata in SCADA statie si dispecer, se echipeaza cu:

- intrerupator cu comutatie in vid 24kV/630A/25kA in montaj debrosabil ;
- 3 transformatoare de masura si protectie de curent tip support, cu raport de transformare 2x250/5/5/5A, clasa 0,2;
- 3 transformatoare de masura de tensiune 20/ $\sqrt{3}$ /0,1/ $\sqrt{3}$ /0,1/3kV, clasa 0,2S;
- separator de legare la pamant, cu actionare manuala;
- releu numeric de protectie;
- indicator semnalizare defect pe cabluri cu tori 50/1A;
- sistem trifazat de semnalizare prezenta tensiune pe cabluri;
- detector de arc cu senzori optici;
- analizor de energie electrica (Mavosys sau similar);
- loc montare contor electric trifazat integrabil Converge;
- sistem anticondens(rezistenta si termostat) si control umiditate;
- echipamente SCADA si comunicatii;
- integrare in SCADA statie si SCADA dispecer ;
- parametrizare protectie, implementare dispozitii reglaje protectii si testare releu numeric(protectii) ;
- probe, verificari si incercari FAT/SAT/PIF.

LES 20kV de racord in celula 10k proiectata in distribuitorul statiei Tg. Carbonești se realizeaza cu cabluri de tip A2XS(F)2Y 3x1x240/25mm², in lungime de traseu de circa 5,7km, amplasate conform planului de situatie

proiectata PL05, realizat in coordonate STEREO 70, pe terenul aferent parcului 1, pe domeniul public din zona de protectie a DJ 661, strazii Castanilor din orasul Tg. Carbonești in incinta statiei de transformare 110/20kV Tg. Carbonești. Supratraversarea caii ferate se va realiza prin instalarea cablurilor electrice in teava metalica montata pe suporti metalici profilati fixati de podul aferent DJ 661 si suporti de beton la capetele podului care supratraverseaza calea ferata.

Cablurile LES 20kV se pozeaza in profil „M” pe spatiul verde din interiorul parcului si pe domeniul public si in profil „T” la subtraversarile drumurilor interne parcului, drumurilor comunale/locale si cailor de acces la proprietati, se protejeaza in teava PVC-G la intrarile in PC 20kV, intrarea in distribuitorul statiei Tg. Carbonești sau subtraversarile de drumuri si acceselor la proprietati.

Parcul 2 avand $P_i=7544,4\text{kW}$ se racordeaza prin racord LES 20kV pe bara 20kV a statiei de transformare 110/20kV Tg. Carbonești, in celula 24k de racord(linie) si masura CEF Cojani 2 - Parc 2 proiectata si finantata pe tarif de racordare.

Conform schemei electrice monofilara a statiei 110/20kV Tg. Carbonești din plansa PL10 si planului de situatie proiectata a statiei Tg. Carbonești din plansa PL07, celula 24k proiectata, compatibila cu celulele existente (izolatie bare in aer, in compartiment inchis, 20kV, 1250A), integrata in SCADA statie si dispecer, se echipaza cu:

- intrerupator cu comutatie in vid 24kV/630A/25kA in montaj debrosabil ;
- transformatoare de masura si protectie de curent tip support, cu raport de transformare 2x250/5/5/5A, clasa 0,2;
- transformatoare de masura de tensiune 20/√3/0,1/√3/0,1/3kV, clasa 0,2S;
- separator de legare la pamant, cu actionare manuala ;
- releu numeric de protectie;
- indicator semnalizare defect pe cabluri cu tori 50/1A;
- sistem trifazat de semnalizare prezenta tensiune pe cabluri;
- detector de arc cu senzori optici;
- analizor de energie electrica (Mavosys sau similar);
- loc montare contor electric trifazat integrabil Converge;
- sistem anticondens(rezistenta si termostat) si control umiditate;
- echipamente SCADA si comunicatii;
- integrare in SCADA statie si SCADA dispecer ;
- parametrizare protectii, implementare dispozitii reglaje protectii si testare releu numeric(protectii) ;
- probe, verificari si incercari FAT/SAT/PIF.

LES 20kV de racord in celula 10k proiectata in distribuitorul statiei Tg. Carbonești se realizeaza cu cabluri de tip A2XS(F)2Y 3x1x240/25mm², in lungime de traseu de circa 5,4km, amplasat conform planului de situatie proiectata PL05, realizat in coordonate STEREO 70, pe terenul aferent parcului 2, pe domeniul public din zona de protectie a DJ 661, strazii Castanilor din orasul Tg. Carbonești in incinta statiei de transformare 110/20kV Tg. Carbonești. Supratraversarea caii ferate se va realiza prin instalarea cablurilor electrice in teava metalica montata pe suporti metalici profilati fixati de podul aferent DJ 661 si suporti de beton la capetele podului care supratraverseaza calea ferata. Traseul LES 20kV proiectat este comun cu LES 20kV de racord parc 1, din drepul PC 2 proiectat, pana in statia de transformare 110/20kV Tg. Carbonești.

Cablurile LES 20kV se pozeaza in profil „M” pe spatiul verde din interiorul parcului si pe domeniul public si in profil „T” la subtraversarile drumurilor interne parcului, drumurilor comunale/locale si cailor de acces la proprietati, se protejeaza in teava PVC-G 200mm la intrarile in PC 20kV, intrarea in distribuitorul statiei Tg. Carbonești sau subtraversarile de drumuri si acceselor la proprietati.

Parcurile 1 si 2, sunt independente si separate, echipate cu cate 7 PTAB 20/0,4kV(PL16, PL17), din care 6 PTAB de 1250kVA si 1 PTAB de 1600kVA (instalatia de stocare si servicii interne) si un punct de conexiuni 20kV(PL18). Aceste echipamente sunt racordate intre ele cu cabluri de tip A2XS(F)2Y 3x1x185/25mm², conform descrierii lucrarilor realizate pe fonduri beneficiar.

Pentru racordarea in RED existenta a CEF Cojani 2 sunt necesare lucrari de intarire retea in statia 110/20kV Tg. Carbonești identice cu cele descrise la varianta 1, generate de necesitate amplificarii/rotirii trafo 2x25MVA cu trafo 2x40MVA.

Lucrari finantate din tarif de racordare :

Conform schemei electrice monofilare a statiei 110/20kV Tg. Carbonești din plansa PL10 si planului de situatie proiectata a statiei Tg. Carbonești din plansa PL07, se proiecteaza si monteaza 2 celule 20kV(10k si 24k) de racord(linie) si masura, compatibile cu celulele existente (izolatie bare in aer, in compartiment inchis, 20kV, 1250A), integrate in SCADA statie si dispecer, echipate cu:

- intrerupator cu comutatie in vid 24kV/630A/25kA in montaj debrosabil ;
- transformatoare de masura si protectie de curent tip support, cu raport de transformare 2x250/5/5/5A, clasa 0,5;
- transformatoare de masura de tensiune 20/√3/0,1/√3/0,1/3kV, clasa 0,2S ;
- separator de legare la pamant, cu actionare manuala ;
- releu numeric de protectie;
- indicator semnalizare defect pe cabluri cu tori 50/1A;
- sistem trifazat de semnalizare prezenta tensiune pe cabluri;
- detector de arc cu senzori optici;
- analizor de energie electrica (Mavosys sau similar);
- loc montare contor electric trifazat integrabil Converge;
- sistem anticondens(rezistenta si termostat) si control umiditate;

- echipamente SCADA si comunicatii;
- integrare in SCADA statie si SCADA dispecer ;
- parametrizare protectii, implementare dispozitii reglaje protectii si testare releu numeric(protectii) ;
- probe, verificari si incercari FAT/SAT/PIF.

Lucrari finantate din fonduri de intarire retea:

Datorita depasirii puterii de evacuare a transformatorilor 25MVA in statia 110/20kV Tg. Carbonești, este necesara efectuarea urmatoarelor lucrari de rotire a trafo 2x25MVA cu trafo 2x40MVA proprietatea DEO SA:

- Demontare transformator T1 110/20kV, 40MVA (1buc.), din statia Timiseni(GJ) transport (50km) si montare in locul T2 in statia 110/20kV Tg. Carbonești;
- Demontare transformator T2 110/20kV, 25MVA (1buc.), din statia Tg. Carbonești, transport (50km) si montare in statia 110/20kV Timiseni(GJ);
- Demontare transformator T3 110/20kV, 40MVA (1buc.), din statia Jilt(GJ), transport (60km) si montare in statia 110/20kV Carbonești, in locul T1 110/20kV, 25MVA;
- Demontare transformator T1 110/20kV, 25MVA (1buc.), din statia Tg. Carbonești, transport (60km) si montare in statia 110/20kV Jilt(GJ);
- Echipare SCADA - sonda temp. indicator nivel ulei, cofret, ventilatoare, inlocuire dispozitiv de actionare pentru trafo T3 40MVA adus din statia Jilt in statia Carbonești;
- Amenajare gropi de retentie si turnare grinzi cale rulare aferente noilor gabarite al trafo de 40 MVA - T1 40MVA, T2 - 40MVA in statia Tg. Carbonești, respectiv amenajare gropi de retentie si turnare grinzi cai de rulare pentru trafo T1 in statia Timiseni si trafo T3 in statia Jilt;
- Dublare pod bare trafo T1 si T2 cu bare 2xAl 100x10mm(In=1250A) in statia Tg. Carbonești;
- Dublare bare 20kV distribuitor in statia Carbonești cu bare In=1250A(2xAl 100x10mm);
- Inlocuire TNSI+BS1 10-100A cu TNSI+BS 20-200A in statia Tg. Carbonești;
- Inlocuire reductori de curent celula cupla 20kV cu TC 2x600/5/5A si reductori de curent celule trafo T1, T2 cu TC 1250/5/5A in statia Tg. Carbonești;
- Inlocuire reductori de curent 110kV trafo T1 in statia Tg. Carbonești cu CESU-110kV 2x150/5/5A din stocul de rezerva al OD;
- Reglaj protectii trafo 110/20kV, 40MVA, T1+T2 in statia Tg. Carbonești in celulele 110kV si 20kV;
- Reglaje protectii trafo 110/20kV, 25MVA in statiile Timiseni si Jilt, aduse din statia Tg. Carbonești;
- Probe, verificari si incercari in vederea PIF pentru trafo T1, T2, distribuitor 20kV si TNSI+BS1 20-200A in statia Tg. Carbonești.

Amplasarea instalatiilor proiectate se realizeaza conform plan de situatie PL07 a statiei Tg. Carbonești si schema electrica monofilara PL10.

Lucrari pe fonduri beneficiar:

PARC 1

Pe terenul aferent CEF Cojani 2 proiectata, in afara zonei de protectie a LEA 20kV Zorlesti, se amplaseaza un punct de conexiuni(PC1) 20kV proiectat, care va fi echipat conform schema electrica din plansa PL18 cu:

- anelupa de beton cu exploatare din interior;
- o celula modulara de interior, de linie 20kV, echipata cu separator de sarcina+intrerupator cu vid, motorizate (48 Vcc), terminal numeric de protectie, reductori de curent 2x250/5/5A (plecare LES 20kV spre statia Carbonești), sistem anticondens(rezistenta+termostat);
- o celula modulara de interior, de masura si servicii interne, echipata cu 3 reductori de masura de tensiune 20/□3/0,1/□3/0,1/3kV, clasa 0,5S, transformator de servicii interne 20/0,23kV, 4kVA, sistem anticondens(rezistenta+termostat);
- 2(doua) celule modulare de interior, de linie cu separator sarcina+intrerupator cu vid, motorizate (48V cc) de sosire PRAB-uri Parc 1, terminal numeric de protectie si reductori de curent de protectie 2x250/5/5A, sistem anticondens(rezistenta+termostat);
- 1 celula modulara de interior, de linie cu separator sarcina+intrerupator cu vid, motorizata(48V cc) de sosire PTAB unitate de stocare S1, terminal numeric de protectie si reductori de curent de protectie 2x50/5/5A, sistem anticondens(rezistenta+termostat);
- spatiu liber pentru montarea unei celule 20kV;
- dulap SI cc/ca - sursa electroalimentare 48 Vcc(baterie + redresor);
- dulap comunicatii si SCADA;
- circuite secundare servicii interne c.a./c.c.
- levier de manevra, tablite avertizare.

In interiorul CEF Cojani 2 – Parc 1 se vor amplasa in bucla 6 posturi de transformare in anelupa de beton PTAB 20/0,4kV, 1250kVA (PTAB 1...PTAB 6), amplasate conform plan de situatie PL05 si dimensionate conform distributiei panourilor si inverteoarelor pe terenul CEF disponibil. Racordarea PTAB se realizeaza in PC1 20kV proiectat, in bucla LES 20kV deschisa intre PTAB 3 si PTAB 4, cu cabluri de tip A2XS(F)2Y 3x1x185/25mm, in lungime de traseu circa 2,185km. PTAB-urile se echipeaza conform schema electrica monofilara PL19, respectiv cu:

- anelupa de beton cu exploatare din interior;
- 2 celule modulare de interior, de linie 20kV, echipate cu separator de sarcina motorizat (48 Vcc), detector de defect(RTU 7.4PC2 sau similar sau prin terminalul numeric de protectie) - tori 250/1A (plecare LES 20kV), sistem anticondens(rezistenta si termostat);

- o celula modulara de interior, de trafo 20/0,4kV, echipata cu separator sarcina+intrerupator cu vid motorizate (48V cc), terminal numeric de protectie si reductori de curent de protectie 2x40/5A, sistem anticondens(rezistenta si termostat);
- transformator de forta 20/0,4kV, 1250kVA, pierderi reduse, infasurari Cu/Cu;
- tablou de distributie de joasa tensiune(TDRI) echipat cu USOL debrosabil In=2000A, 12 plecari spre invertoare, echipate cu intrerupatori 250A, montaj fix;
- circuite servicii interne PTAB.

Pentru alimentare Unitatii de Stocare S1, se amplaseaza PTAB 20/0,4kV, 1600kVA, conform plan de situatie PL05, echipat conform schema electrica monofilara PL17 cu:

- anvelopa de beton cu exploatare din interior;
- 1 celula modulara de interior, de linie 20kV, echipata cu separator de sarcina motorizat (48 Vcc), detector de defect(RTU 7.4PC2 sau similar sau prin terminalul numeric de protectie) - tori 50/1A (plecare LES 20kV), sistem anticondens(rezistenta si termostat);
- o celula modulara de interior, de trafo 20/0,4kV, echipata cu separator sarcina+intrerupator cu vid motorizate (48V cc), terminal numeric de protectie si reductori de curent de protectie 2x50/5A, sistem anticondens(rezistenta si termostat);
- transformator de forta 20/0,4kV, 1600kVA, pierderi reduse, infasurari Cu/Cu;
- tablou de distributie de joasa tensiune(TDRI) echipat cu USOL debrosabil In=2500A;
- circuite servicii interne PTAB.

PTAB S1 se va racorda la PC1 proiectat cu cabluri de tip A2XS(F)2Y 3x1x185/25mmp, in lungime de traseu circa 0,45km.

Cablurile LES 20kV bucla 1(PC 1) si PTAB unitate de stocare S1 se pozeaza in profil „M” pe spatiul verde din interiorul parcului si in profil „T” la subtraversarile drumurilor interne parcului 1, se protejeaza in teava PVC-G 160mm la intrarile in PC 20kV si PTAB-uri.

Intre PC 1 proiectat si celula 10k de linie(racord) si masura proiectata in statia Tg. Carbunesti se monteaza LES 20kV cu cabluri de tip A2XS(F)2Y 3x1x240/25mmp, in lungime de traseu de circa 5,7km, amplasat conform planului de situatie proiectata PL05, realizat in coordonate STEREO 70, pe terenul aferent parcului 1, pe domeniul public din zona de protectie a DJ 661, strazii Castanilor din orasul Tg. Carbunesti si in incinta statiei de transformare 110/20kV Tg. Carbunesti. Supratraversarea caii ferate se va realiza prin instalarea cablurilor electrice in teava metalica montata pe suporti metalici profilati fixati de podul aferent DJ 661 si suporti de beton la capetele podului care supratraverseaza calea ferata.

Cablurile LES 20kV se pozeaza in profil „M” pe spatiul verde din interiorul parcului si pe domeniul public si in profil „T” la subtraversarile drumurilor interne parcului, drumurilor comunale(locale) si cailor de acces la proprietati, se protejeaza in teava PVC-G la intrarile in PC 20kV, intrarea in distribuitorul statiei Tg. Carbunesti sau subtraversarile de drumuri si acceselor la proprietati.

Cablurile LES de 0,4kV de la invertoare la cutiile de conexiuni si TDRI-uri si cablurile de la invertoare la panourile solare nu fac obiectul prezentei documentatii de proiectare, acestea fac parte din proiectul intern al CEF Cojani 2 – Parc 1.

PARC 2

Pe terenul aferent CEF Cojani 2 proiectata, in afara zonei de protectie a LEA 20kV Zorlesti, se amplaseaza un punct de conexiuni(PC2) 20kV proiectat, care va fi echipat conform schema electrica din plansa PL18 cu:

- anvelopa de beton cu exploatare din interior;
- o celula modulara de interior, de linie 20kV, echipata cu separator de sarcina+intrerupator cu vid, motorizate (48 Vcc), terminal numeric de protectie, reductori de curent de protectie 2x250/5/5A (plecare LES 20kV spre statia Carbunesti), sistem anticondens (rezistenta si termostat);
- o celula modulara de interior, de masura si servicii interne, echipata cu 3 reductori de masura de tensiune 20/□3/0,1/□3/0,1/3kV, clasa 0,5S, transformator de servicii interne 20/0,23kV, 4kVA, sistem anticondens (rezistenta si termostat);
- 2(doua) celule modulare de interior, de linie cu separator sarcina+intrerupator cu vid, motorizate (48V cc) de sosire PRAB-uri Parc 2, terminal numeric de protectie si reductori de curent de protectie 2x250/5/5A, sistem anticondens (rezistenta si termostat);
- 1 celula modulara de interior, de linie cu separator sarcina+intrerupator cu vid, motorizata(48V cc) de sosire PTAB unitate de stocare S2, terminal numeric de protectie si reductori de curent de protectie 2x50/5/5A, sistem anticondens (rezistenta si termostat);
- spatiu liber pentru montarea unei celule 20kV;
- dulap SI cc/ca - sursa electroalimentare 48 Vcc(baterie + redresor);
- dulap comunicatii si SCADA;
- circuite secundare servicii interne c.a./c.c.;
- levier de manevra, tablite avertizare.

In interiorul CEF Cojani 2 – Parc 2 se vor amplasa in bucla 6 posturi de transformare in anvelopa de beton PTAB 20/0,4kV, 1250kVA (PTAB 7...PTAB 12), amplasate conform plan de situatie PL05 si dimensionate conform distributiei panourilor si invertoarelor pe terenul CEF disponibil. Racordarea PTAB se realizeaza in PC2 20kV proiectat, in bucla LES 20kV deschisa intre PTAB 9 si PTAB 10, cu cabluri de tip A2XS(F)2Y 3x1x185/25mmp, in lungime de traseu circa 1,5km. PTAB-urile se echipeaza conform schema electrica monofilara PL19, respectiv cu:

- anvelopa de beton cu exploatare din interior;

- 2 celule modulare de interior, de linie 20kV, echipate cu separator de sarcina motorizat (48 Vcc), detector de defect(RTU 7.4PC2 sau similar sau prin terminalul numeric de protectie) - tori 250/1A (plecare LES 20kV), sistem anticondens (rezistenta si termostat);
- o celula modulara de interior, de trafo 20/0,4kV, echipata cu separator sarcina+intrerupator cu vid motorizate (48V cc), terminal numeric de protectie si reductori de curent de protectie 2x40/5A, sistem anticondens (rezistenta si termostat);
- transformator de forta 20/0,4kV, 1250kVA, pierderi reduse, infasurari Cu/Cu;
- tablou de distributie de joasa tensiune(TDRI) echipat cu USOL debrosabil In=2000A, 12 plecari spre invertoare, echipate cu intrerupatori 250A, montaj fix;
- circuite servicii interne PTAB.

Pentru alimentare Unitatii de Stocare S2, se amplaseaza PTAB 20/0,4kV, 1600kVA, conform plan de situatie PL05, echipat conform schema electrica monofilara PL17 cu:

- anvelopa de beton cu exploatare din interior;
- 1 celula modulara de interior, de linie 20kV, echipata cu separator de sarcina motorizat (48 Vcc), detector de defect(RTU 7.4PC2 sau similar sau prin terminalul numeric de protectie) - tori 50/1A (plecare LES 20kV), sistem anticondens (rezistenta si termostat);
- o celula modulara de interior, de trafo 20/0,4kV, echipata cu separator sarcina+intrerupator cu vid motorizate (48V cc), terminal numeric de protectie si reductori de curent de protectie 2x50/5A, sistem anticondens (rezistenta si termostat);
- transformator de forta 20/0,4kV, 1600kVA, pierderi reduse, infasurari Cu/Cu;
- tablou de distributie de joasa tensiune(TDRI) echipat cu USOL debrosabil In=2500A;
- circuite servicii interne PTAB.

PTAB S2 se va racorda la PC2 proiectat cu cabluri de tip A2XS(F)2Y 3x1x185/25mmp, in lungime de traseu circa 0,156km.

Cablurile LES 20kV bucla 2(PC 2) si PTAB unitate de stocare S2 se pozeaza in profil „M” pe spatiul verde din interiorul parcului si in profil „T” la subtraversarile drumurilor interne parcului 1, se protejeaza in teava PVC-G 160mm la intrarile in PC 20kV si PTAB-uri.

Intre PC 2 proiectat si celula 24k de linie(racord) si masura proiectata in statia Tg. Carbunesti se monteaza LES 20kV cu cabluri de tip A2XS(F)2Y 3x1x240/25mmp, in lungime de traseu de circa 5,4km, amplasat conform planului de situatie proiectata PL05, realizat in coordonate STEREO 70, pe terenul aferent parcului 2, pe domeniul public din zona de protectie a DJ 661, strazii Castanilor din orasul Tg. Carbunesti si in incinta statiei de transformare 110/20kV Tg. Carbunesti. Supratraversarea caii ferate se va realiza prin instalarea cablurilor electrice in teava metalica montata pe suporti metalici profilati fixati de podul aferent DJ 661 si suporti de beton la capetele podului care supratraverseaza calea ferata.

Cablurile LES 20kV se pozeaza in profil „M” pe spatiul verde din interiorul parcului si pe domeniul public si in profil „T” la subtraversarile drumurilor interne parcului, drumurilor comunale(locale) si cailor de acces la proprietati, se protejeaza in teava PVC-G la intrarile in PC 20kV, intrarea in distribuitorul statiei Tg. Carbunesti sau subtraversarile de drumuri si acceselor la proprietati.

Cablurile LES de 0,4kV de la invertoare la cutiile de conexiuni si TDRI-uri si cablurile de la invertoare la panourile solare nu fac obiectul prezentei documentatii de proiectare, acestea fac parte din proiectul intern al CEF Cojani 2 – Parc 2.

Prin functionarea CEF Cojani 2 proiectata si a instalatiilor de stocare(IS) aferente nu se va depasi puterea maxima simultan evacuata, respectiv puterea maxima simultan absorbita aprobate, limitarea urmand sa fie implementata prin parametrizarea protectiilor in punctele de conexiuni 20kV proiectate si in celulele 20kV de racord si masura 10k, 24k din statia 110/20kV Tg. Carbunesti proiectate.

Au fost calculate valorile CPT in retea de medie tensiune analizata, in situatia existenta si in situatia proiectata. Datorita racordarii grupurilor generatoare fotovoltaiice si instalatiilor de stocare aferente parcurilor 1 si 2 din CEF Cojani 2 pe barele 20kV ale statiei Tg. Carbunesti si datorita inlocuirii(rotirii) trafo 25MVA cu trafo 40MVA in statia Tg. Carbunesti, are loc cresterea CPT atat in retea de medie tensiune cat si in retea de 110kV, cu incadrarea in limitele procentuale stabilite de OD.

Rezultatele calculelor de verificare si dimensionare sunt prezentate in breviarul de calcule electrice si in analiza de regimurilor de functionare a retelei de medie tensiune.

Surse de finantare: tarif de racordare si fonduri proprii.

Valoarea investitiei (INV), cu si fara TVA (mii lei)

VARIANTA 1 - tarif de racordare

TARIF	VALOARE FARA TVA(LEI)	TVA(LEI)	VALOARE CU TVA(LEI)
Ti, din care	2.827.725.07	537.267.76	3.364.992.83
C+M	1.402.440.70	266.463.73	1.668.904.43
Tr, din care	261.660.48	49.715.49	311.375.97
C+M	126.852.50	24.101.98	150.954.48
Tu	7.250.00	1377.5	8.627.50
T=Ti+Tr+Tu(tarif racordare)	3.096.635.55	588.360.75	3.684.996.31
din care C+M	1.529.293.20	290.565.71	1.819.858.91

VARIANTA 1 – fonduri beneficiar(producator)

	VALOARE FARA TVA(LEI)	TVA(LEI)	VALOARE CU TVA(LEI)
TOTAL INVESTITIE	10.463.077.60	1.987.984.74	12.451.062.34
din care C+M	2.221.276.69	422.042.57	2.643.319.26

VARIANTA 1 – TOTAL

	VALOARE FARA TVA(LEI)	TVA(LEI)	VALOARE CU TVA(LEI)
TOTAL INVESTITIE	13.559.713.15	2.576.345.50	16.136.058.65
din care C+M	3.750.569,89	712.608,28	4.463.178,17

VARIANTA 2 - tarif de racordare

TARIF	VALOARE FARA TVA(LEI)	TVA(LEI)	VALOARE CU TVA(LEI)
Ti, din care	2.827.725.07	537.267.76	3.364.992.83
C+M	1.402.440.70	266.463.73	1.668.904.43
Tr, din care	585.047.49	111.159.02	696.206.51
C+M	63.059.25	11.981.26	75.040.51
Tu	5.120.00	972.8	6.092.80
T=Ti+Tr+Tu(tarif racordare)	3.417.892.56	649.399.59	4.067.292.14
din care C+M	1.465.499.95	278.444.99	1.743.944.94

VARIANTA 2 – fonduri beneficiar(producator)

	VALOARE FARA TVA(LEI)	TVA(LEI)	VALOARE CU TVA(LEI)
TOTAL INVESTITIE	13.065.609.87	2.482.465.88	15.548.075.75
din care C+M	4.919.913.87	934.783.63	5.854.697.50

VARIANTA 2 – TOTAL

	VALOARE FARA TVA(LEI)	TVA(LEI)	VALOARE CU TVA(LEI)
TOTAL INVESTITIE	16.483.502.43	3.131.865.46	19.615.367.89
din care C+M	6.385.413,82	1.213.228,63	7.598.642,44

(preturi – februarie 2021, la cursul 1 euro =4,8725 lei/euro din data de 25.02.2021)

Varianta recomandata de proiectant este varianta 1.

Observații și precizări ale CTI - SC ELPROCONS ELECTRIC SRL:

*Nu e cazul*Comisia Tehnică Internă de Avizare **avizează favorabil lucrarea** cu observațiile și precizările de mai sus.

Comisia Tehnică Internă de Avizare:

1. Rizescu Gheorghe



2. Rizescu Ana-Gabriela



Invitați:

1. _____ - _____

2. _____ - _____

Secretar: Rizescu Ana-Gabriela



MEMORIU TEHNIC

1. DATE GENERALE

1.1 Denumirea lucrării: „**Racordare la rețeaua electrică de distribuție a centralei fotovoltaice cu $P_i=15006\text{kW}$, localitatea Targu Carbunesti, sat Cojani, județul Gorj**” - faza studiu de soluție (SS).

1.2 **Elaborator:** S.C. ELPROCONS ELECTRIC S.R.L. TARGU JIU.

1.3 **Beneficiar:** DISTRIBUTIE ENERGIE OLTENIA S.A. CRAIOVA/ S.C. SERG COMPANY S.R.L. TG. JIU.

1.4 **Investitor:** S.C. SERG COMPANY S.R.L. TG. JIU.

1.5 **Faza de proiectare:** Studiu de soluție(SS).

1.6 **Amplasamentul lucrării:** lucrarea se va executa pe domeniul public și privat intravilan al orașului Tg. Carbunesti, județul Gorj, conform planurilor de situație PL01...PL06, realizate în coordonate STEREO 70, atasate la documentație.

1.7 **Categoria de importanță a construcției:** construcții de importanță redusă (D).

1.8 Elementele care au stat la baza elaborării documentației :

- Caietul de Sarcini și Tema de Proiectare întocmite de Distribuție Energie Oltenia S.A., Departamentul Strategie Dezvoltare;
- Cererea și chestionarul energetic depuse de S.C. Serg Company S.R.L.;
- Contract 7600002492/03.12.2020 de elaborare studiu de soluție pentru încheiat între Distribuție Energie Oltenia S.A. și S.C. Serg Company S.R.L.;
- Contractul de prestări servicii de proiectare nr. 60.1.DJ.210665.0-0/24.02.2021;
- Relevé în sistemul de alimentare cu energie electrică;
- Normative tehnice de specialitate în vigoare.

Nivelul de siguranță al producătorului/consumatorului va fi în conformitate cu prevederile standardului de performanță.

2. DESCRIEREA LUCRARILOR. CERINTE PRIVIND RACORDAREA CEF ȘI CALITATEA ENERGIEI PRODUSE. CERINTE PENTRU CENTRALELE DIN MODULE GENERATOARE

2.1.Descrierea lucrărilor

a) Amplasamentul

Obiectivul pentru care s-a solicitat racordarea la rețeaua electrică de distribuție se află amplasat în intravilanul orașului Targu Carbunesti, satul Cojani, județul Gorj, pe imobilele înregistrate la OCPI Gorj sub numerele cadastrale 38671, 38669 – UAT Tg. Carbunesti (vezi planșa PL02). Accesul la obiectiv se realizează din drumul județean DJ 661 Tintareni – Sacelu (str. Campu Mare), proprietate publică.

b) Topografia

Amplasamentul imobilelor care fac obiectul centralei proiectate și a instalațiilor de racordare la RED este situat în intravilanul orașului Targu Carbunesti, satul Cojani, județul Gorj, destinația terenului fiind multifuncțională, unități industriale, depozite, dotări și servicii publice, respectiv cai de circulație și spații verzi aferente acestora.

c) Clima și fenomenele naturale specifice zonei

În zona nu există surse de poluare care să afecteze instalațiile electrice. Conform normativului NTE 001/03/00, pe teritoriul țării există 4 zone de poluare:

- Nivel de poluare I (slab);
- Nivel de poluare II (mediu);
- Nivel de poluare III (mare);
- Nivel de poluare IV (f.mare).

Zona orașului Targu Carbonești este încadrată în zona cu nivel de poluare mediu. În zona există activitate urbană și extracție de produse petroliere, ca și factori poluanți importanți care ar putea acționa asupra instalațiilor montate în pământ sau aerian.

Conform NTE 001/03/00 indicele cronokeraunic definit prin numărul de ore de furtună cu descărcări electrice în decursul unui an, stabilit ca medie pe cel puțin 10 ani pe baza absorbției meteorologice, este următorul:

- Zona A – 160 ore;
- Zona B - 100-129ore;
- Zona C - 70-99ore;
- Zona D - 70ore.

Zona orașului Targu Carbonești, având indicele cronokeraunic 122ore, se încadrează în zona B.

Lucrările proiectate nu sunt poluante pentru mediul înconjurător și nu sunt necesare măsuri pentru a se realiza protecția mediului pe perioada exploatării instalațiilor.

Altitudinea peste nivelul mării <1000 m.

Temperatura ambiantă în aer, la exterior :

- maximă +40°C,
- minimă -30°C,
- medie +15°C.

Temperatura ambiantă în interior :

- maximă +40°C,
- minimă – în cabina de comandă +10°C,
– în restul încăperilor +5°C.

Umiditatea maximă relativă (la +40°C) este 70% în interior și 100 % în exterior.

d) Geologia, seismicitatea

Adâncimea de îngheț

Conform STAS 6054/1977, adâncimea de îngheț pentru orașul Targu Carbonești este cuprinsă între 0,7 – 0,8 m.

Presiunea de bază a vântului

Conform STAS 10101/20-90, presiunea dinamică de bază a vântului pentru orașul Targu Carbonești este $g_v = 0,42\text{kN/mp}$, corespunzător zonei B.

Încărcarea de bază din zapadă

Conform STAS 10101/21-92, greutatea de referință a stratului de zapadă pentru orașul Targu Carbonești este $g_z = 1,5\text{Kn/MP}$, corespunzător zonei C.

Gradul de seismicitate

În conformitate cu prevederile din Normativul P100/1992, amplasamentul se găsește în zona „D”, pentru care corespunde $K_s = 0,16$ și perioada de colt $T_c = 1,5$ sec. Acești parametri corespund în echivalența gradului VIII (8) de intensitate seismică, pe scara MSK pentru o perioadă de revenire a intensității seismice de 50 ani.

e) Devierile și protejările de utilități afectate

Nu este cazul, investiția nu afectează utilități publice existente în zona imediat apropiată executării lucrărilor proiectate.

f) Prezentarea proiectului pe specialități

Caracteristicile locului de producere/consum pentru care s-a solicitat racordarea cu energie electrică:

Conform cererii și chestionarului energetic nr. energetic depuse de solicitant, anexate la tema de proiectare, datele energetice ale locului de producție și consum pentru care se solicită alimentarea cu energie electrică sunt următoarele :

- **Puterea instalată a CEF Cojani 2: 15006kW,**
din care:

A. Puterea instalată generatoare fotovoltaice(invertoare): 12006kW;

B. Puterea instalată a instalației de stocare(IS): 3000kW.

A. GENERATOARE FOTOVOLTAICE

- Nr. panouri : 31900buc;
- Tip panou: LG 405W bifaciale;
- P_i /panou: 0,405kWp;
- Puterea maximă debitată de panouri: 12919,5kWp;
- Tip invertoare: Solar Edge SE82.8K;
- P_i inverter(c.a.): 82,8kW ;
- Nr. invertoare: 145buc.;
- Puterea maximă debitată de invertoare: 12006kW;
- Un inverter(c.a.): 400V ;
- P_i servicii interne: 3200kW;
- $P_{max.sa}$, servicii interne: 3075kW, din care
- $P_{max.sa}$, IS=3000kW ;
- $P_{max.sa}$, SI=75kW.

B. INSTALAȚIE DE STOCARE (IS)

Putere totală instalată în IS: 3000kW;

Număr elemente stocare: 6buc;

Putere instalată P_i /element stocare: 500kW.

Datele tehnice ale generatoarelor fotovoltaice și instalației de stocare aferente CEF Cojani 2 proiectată, conform cererii și chestionarului energetic sunt următoarele:

Puterea aprobată

	Situatia existentă în Momentul emiterii avizului	Evoluția puterii aprobate în primii ani					Putere finală aprobata
		Anul <u>2021</u>	Anul <u>2022</u>	Anul <u>2023</u>	Anul <u>2024</u>	Anul <u>2025</u>	
Putere Maxima simultan ce poate fi evacuata	(kVA) (kW)	- -	0,00 0,00	15006,00 15006,00	15006,00 15006,00	15006,00 15006,00	15006,00 15006,00
Puterea maxima simultana ce poate fi absorbita	(kVA)	-	0,00	3200,00	3200,00	3200,00	3200,00
	(kW)	-	0,00	3075,00	3075,00	3075,00	3075,00

	kVA	kW
Puterea maximă simultană ce poate fi evacuată	15006,00	15006,00
Puterea maximă simultană ce poate fi absorbită din rețea	3200,00	3075,00

Module generatoare de tip fotovoltaic:

Nr. crt	Nr. panouri	Tip panou	Pi panou (c.c.) (kW)	Pi total panouri (c.c.) (kW)	Pmax debitat de panouri (c.c.) (kW)	Capacitate baterii acumulate*) (Ah)	Pi total panouri pe 1 inverter (c.c.) (kW)	Observatii
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	31900	LG bifacial	0,405	12919,5	12919,5	-	89,1	-
TOTAL:				12919,5	12919,5	-	89,1	-

INVERTOARE

Nr. crt	Nr. invertore	Tipul invertorelor	Un inverter (c.q.) (kW)	Pi inverter (c.a.) (kW)	Capacitate de stocare (Ah)	Pmax inverter (c.a.) (kW)	Pmax centrala formata din module generatoare (kW)	Observatii
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	145	Solar Edge SE82.8K	0,4	82,8	17280 12MWh	82,8	12006	-
TOTAL:					17280 12MWh	12006	12006	-

Instalatie de Stocare(IS):

Nr. crt.	Tip IS	Pi IS (kW)	Pmax. evac. IS(kW)	Pmax. Abs. IS (kW)	Capacitate max. totala stocata de IS(Ah)	Observatii
1	2	3	4	5	6	7
1	Enerox FB 500	3000	3000	3000	17280	-

Nr. crt.	Nr. de elemente de stocare (buc)	Pi/element de stocare (kW)	Capacitatea max/element de stocare (Ah)	Qmax evac in reg de incarcare (kVAr)	Qmax abs in reg de incarcare (kVAr)	Qmax evac in reg de descarcare (kVAr)	Qmax abs in reg de descarcare (kVAr)	Obs
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	6	500	2880	1113,55	1113,55	1113,55	1113,55	-

Pinstalata servicii interne = 3200kW.

Pabs servicii interne = 3075kW.

Tipul de inverter declarat va fi verificat si validat de OD conform cerintelor din Ordinele ANRE 228/2018 si 132/2020 si cerinte din anexa la studiul de soluție.

2.2. Cerinte ale consumatorului privind calitatea energiei electrice si ale alimentarii cu energie electrica:

- tensiune nominala de utilizare solicitata: 20V;
- nivel de variatii de tensiune admise: $\pm 10\%$ (art. 25 din Ordinul ANRE 11/2016);
- durata maxima de restabilire a tensiunii: conform Ordinului ANRE 11/2016.

Tipul de activitate:

- productie energie electrica cu generatoare fotovoltaice si instalatie de stocare.

2.3. Cerinte privind racordarea la RED a C.E.F. Cojani 2 si calitatea energiei produse si livrate in punctul de racord(cuplare).

In studiul de soluție sunt prezentate 2 variante(solutii) de racordare la RED a centralei formate 3, respectiv 2 parcuri, care contin module generatoare fotovoltaice, respectiv module generatoare fotovoltaice si instalatie de stocare a energiei electrice.

În conformitate cu prevederile Ordinului ANRE 79/2016 privind aprobarea clasificării unităților generatoare și a centralelor electrice, în soluția 1 din studiul de soluție Parcul 1 având $P_i=4057,2\text{kW}$, format din generatoare fotovoltaice se încadrează în categoria B ($U<110\text{kV}$, $1\text{MW}<P_i<5\text{MW}$) iar Parcurile 2 și 3, având $P_i=5474,4\text{kW}$ (din care 1500kW în 3 unități de stocare de câte 500kW și $3974,4\text{kW}$ în generatoare fotovoltaice) se încadrează în categoria C ($U<110\text{kV}$, $5\text{MW}<P_i<20\text{MW}$).

În conformitate cu prevederile Ordinului ANRE 79/2016 privind aprobarea clasificării unităților generatoare și a centralelor electrice, în soluția 2 din studiul de soluție Parcul 1 având $P_i=7461,6\text{kW}$ (din care 1500kW în 3 unități de stocare de câte 500kW și $5961,6\text{kW}$ în generatoare fotovoltaice), respectiv Parcul 2 având $P_i=7544,4\text{kW}$ (din care 1500kW în 3 unități de stocare de 500kW și $6044,4\text{kW}$ în generatoare fotovoltaice) se încadrează în categoria C ($U<110\text{kV}$, $5\text{MW}<P_i<20\text{MW}$).

Cerințele sunt prezentate în studiu, considerându-se necesară informarea beneficiarului.

2.3.1. Cerințe generale pentru centralele formate din module generatoare, de categorie B, conform Ord. ANRE nr. 208/14.12.2018

Art. 80. Centralele formate din module generatoare, de categorie B trebuie să îndeplinească următoarele cerințe **în ceea ce privește stabilitatea de frecvență:**

- (a) centrala formată din module generatoare trebuie să rămână conectată la rețea și să funcționeze în **domeniile de frecvență** și perioadele de timp prevăzute în tabelul 1B;
- (b) i. centrala formată din module generatoare trebuie să rămână conectată la rețea și să funcționeze la viteze de variație a frecvenței de 2 Hz/s pentru un interval de timp de 500 ms , de $1,5\text{ Hz/s}$ pentru un interval de timp de 1000 ms și de $1,25\text{ Hz/s}$ pentru un interval de timp de 2000 ms , în funcție de tipul de tehnologie și de puterea de scurtcircuit a sistemului în punctul de racordare (valoare precizată de ORR prin ATR).
- ii. valorile de la pct. i) se comunică gestionarului centralei formate din module generatoare, la emiterea ATR;
- iii. reglajele protecțiilor din punctul de racordare coordonate de ORR trebuie să permită funcționarea centralei formate din module generatoare pentru aceste profile de variație a frecvenței.

Tabelul 1B. Durata minimă în care o centrală formată din module generatoare, de categoria B trebuie să fie capabilă să rămână conectată la rețea și să funcționeze la frecvențe care se abat de la valoarea nominală

Domeniul de frecvență	Durata de funcționare
47,5 Hz – 48,5 Hz	Minimum 30 de minute
48,5 Hz – 49 Hz	Minimum 30 de minute
49 Hz – 51 Hz	Nelimitat
51,0 Hz – 51,5 Hz	30 de minute

Art. 81. Centralele formate din module generatoare, de categorie B trebuie să aibă capacitatea de a asigura un răspuns limitat la abaterile de frecvență, respectiv la **creșterile de frecvență** peste valoarea nominală de 50 Hz (**RFA-CR**) astfel:

- (a) la creșterile de frecvență, centrala formată din module generatoare trebuie să scadă puterea activă produsă corespunzător variației de frecvență, în conformitate cu figura 1B și următorii parametri:
 - i. pragul de frecvență de la care centrala formată din module generatoare asigură răspunsul la creșterea de frecvență este $50,2\text{ Hz}$;
 - ii. valoarea statismului setat se situează între 2% și 12% și este dispusă de ORR prin dispoziții de dispecer, la punerea în funcțiune a centralei formate din module generatoare, dar poate fi modificată ori de câte ori se solicită. De regulă, valoarea statismului este de 5% .
 - iii. centrala formată din module generatoare trebuie să fie capabilă să scadă puterea activă corespunzătoare variației de frecvență, cu o întârziere inițială mai mică de 500 ms . În cazul în care această întârziere este mai mare de 500 ms , gestionarul centralei formate din module generatoare justifică această întârziere, furnizând dovezi tehnice către OTS. Timpul de răspuns pentru scăderea de putere în cazul creșterii de frecvență trebuie să fie mai mic

sau egal cu 2 secunde pentru o variație de putere de 50% din puterea activă maximă. În cazul centralelor eoliene se acceptă un timp de răspuns (t_2) mai mare, de cel mult 10 secunde pentru o variație de putere de 50% din puterea activă maximă.

(b) la atingerea puterii corespunzătoare nivelului minim de reglaj, centrala formată din module generatoare trebuie să fie capabilă:

- să stabilizeze puterea activată, într-un timp de maximum 20 secunde și să funcționeze în continuare la acest nivel (în limitele puterii admisibile date de sursa primară) sau
- să reducă în continuare puterea activă produsă, conform dispoziției de dispecer și în conformitate cu caracteristicile funcționale ale modulelor generatoare de același tip; sau
- să mențină nivelul de putere atins cu o toleranță permisă de $\pm 5\%$ P_{max} , cât timp abaterea de frecvență se menține.

(c) centrala formată din module generatoare trebuie să rămână în funcționare stabilă pe durata funcționării în modul RFA-CR, la creșteri ale frecvenței peste 50,2 Hz. Când RFA-CR este activ, consemnul RFA-CR prevalează asupra oricărei referințe a puterii active.

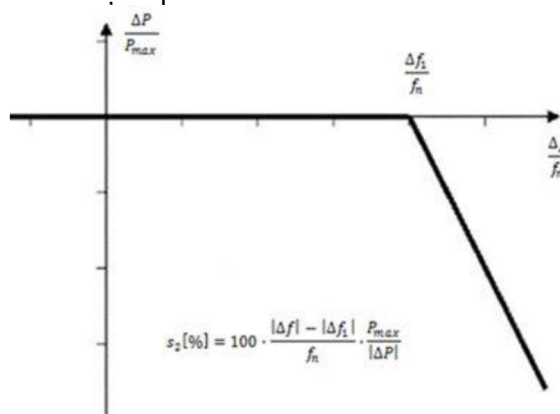


Fig. 1B. Capabilitatea de răspuns în putere activă la abaterile de frecvență în modul RFA-CR pentru centralele formate din module generatoare, de categorie B

unde:

P_{max} este referința de putere activă față de care se stabilește ΔP - și anume puterea maximă a centralei formate din module generatoare;

ΔP este variația puterii active produse de centrala formată din module generatoare;

Δf este abaterea frecvenței în rețea;

f_n este frecvența nominală (50 Hz) în rețea. În cazul creșterilor de frecvență, unde Δf este mai mare de +200 mHz față de valoarea nominală (50 Hz), centrala formată din module generatoare trebuie să scadă puterea activă în conformitate cu statistul s_2 .

Art. 82. Centrala formată din module generatoare, de categorie B trebuie să poată menține constantă valoarea puterii active mobilizate indiferent de variațiile de frecvență, în limita puterii oferite de sursa primară, cu excepția cazului în care modulele generatoare care intră în componența centralei răspund la creșterile de frecvență în conformitate cu prevederile Art. 81 sau au reduceri de putere activă la scăderea frecvenței, acceptate de ORR în conformitate cu prevederile Art. 83 și Art. 84.

Art. 83. OTS stabilește reducerea de putere activă produsă de centrala formată din module generatoare, de categorie B față de puterea maximă produsă (admisibilă, dată de sursa primară), ca urmare a scăderii frecvenței, în limitele admisibile prezentate în figura 2B, astfel:

(a) la scăderea frecvenței sub 49 Hz, se admite reducerea puterii active maxime (admisibile, dată de sursa primară) cu un procent egal cu 2% din puterea activă maximă produsă la frecvența de 50 Hz, pentru fiecare scădere a frecvenței cu 1 Hz. Este admisă orice curbă de reducere a puterii active maxime produse în funcție de frecvență care se situează deasupra liniei punctate.

(b) se admite o reducere maximă a puterii active produse la scăderea frecvenței sub 49,5 Hz, cu un procent egal cu 10% din puterea activă maximă produsă la frecvența de 50 Hz, pentru fiecare scădere a frecvenței cu 1 Hz dacă frecvența este mai mică decât 49,5 Hz pentru o durată mai mare de 30 s. Este admisă orice curbă de reducere a puterii active maxime funcție de frecvență, care se situează deasupra liniei continue.

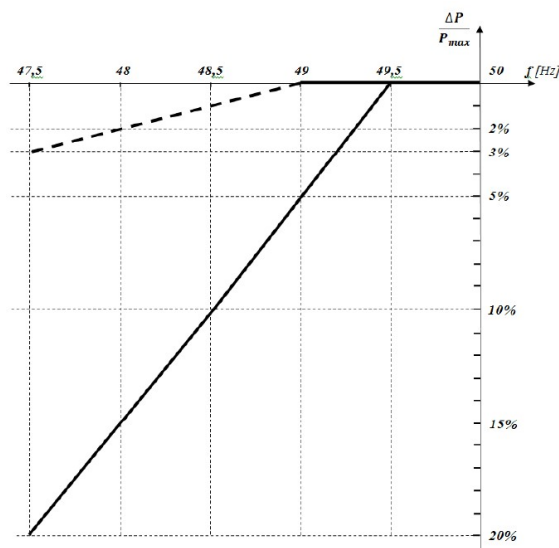


Fig. 2B. Limitele admisibile ale reducerii de putere stabilite de OTS în cazul scăderii frecvenței

Art. 84. (1) Reducerea admisibilă de putere activă față de puterea maximă produsă (puterea admisibilă dată de sursa primară), în cazul unor abateri de frecvență sub valoarea de 49,5 Hz, se stabilește:

- (a) în condiții de mediu standard corespunzătoare temperaturii de 20 grade Celsius. După caz, gestionarul transmite ORR diagrama de dependență a puterii active de temperatură pentru cel puțin un set de temperaturi: -10°C , 0°C , 15°C , 25°C , 30°C , 40°C ;
- (b) în funcție de capabilitatea tehnică a modulelor generatoare care intră în componența centralei formate din module generatoare.

(2) Gestionarul centralei formate din module generatoare, transmite ORR diagrama de dependență a puterii active de factorii de mediu (temperatură, presiune, iradianță solară respectiv viteza vântului, după caz) și datele tehnice referitoare la capabilitatea tehnică a modulelor generatoare care intră în componența centralei, prevăzute în Anexa nr. 5 la prezenta normă tehnică;

(3) Datele prevăzute la alin. (2) se transmit în etapa de studiu de soluție aferentă procesului de racordare.

Art. 85. (1) Centrala formată din module generatoare, de categorie B trebuie să fie prevăzută cu o interfață logică sau protecții aferente în scopul de a reduce puterea activă produsă până la oprire într-un timp de maximum cinci secunde de la recepționarea, la nivelul interfeței, a comenzii de deconectare.

(2) ORR are dreptul de a stabili cerințele tehnice pentru interfața logică prevăzută la alin. (1) și modul de conectare a acesteia cu sistemul SCADA propriu ORR.

Art. 86. (1) ORR stabilește cerințele în care o centrală formată din module generatoare, de categorie B se conectează automat la rețea, după ce acestea au fost agreate cu OTS.

(2) Cerințele prevăzute la alin. (1) includ:

- (a) domeniile de frecvență în care este admisă conectarea automată (în intervalul $(47,5\pm 51)$ Hz), domeniul de tensiune $((0,9-1,1) U_n)$, timpul de observare/validare (inclusiv timpul de sincronizare) și menținere a parametrilor măsurați în domeniul precizat de maximum 300 secunde;
- (b) rampa admisă pentru creșterea puterii active după conectare ($\leq 20\%$ P_{max}/min), de regulă 10% P_{max}/min (valoarea setată se alege în intervalul indicat de producătorul modulelor generatoare).

Art. 87. Centralele formate din module generatoare, de categorie B trebuie să îndeplinească următoarele cerințe privind reglajul frecvență - putere activă:

- (a) pentru a regla puterea activă produsă, centrala formată din module generatoare trebuie să fie echipată cu o interfață (port de intrare) care să permită recepționarea unui consemn de putere în sensul de reducere;
- (b) modulul generator va realiza consemnul de putere în maximum 60 secunde, cu o precizie de $\pm 5\%$ P_{max} și
- (c) ORR are dreptul de a stabili cerințele pentru echipamente suplimentare care să permită reglajul de la distanță al puterii active. Aceste cerințe sunt specificate în ATR.

Art. 88. Centralele formate din module generatoare, de categorie B trebuie să îndeplinească următoarele cerințe **de stabilitate în funcționare, referitoare la :**

(a) capacitatea de trecere peste defect:

- i. centrala formată din module generatoare trebuie să fie capabilă să rămână conectată la rețea, continuând să funcționeze în mod stabil după un defect în rețea eliminat corect, în conformitate cu dependența tensiune-timp descrisă în figura 3B, raportată la punctul de racordare/delimitare, după caz;
- ii. diagrama de evoluție a tensiunii în timp reprezintă o limită inferioară permisă a evoluției tensiunii de linie a rețelei în punctul de racordare/delimitare, la apariția unui defect simetric, ca funcție de timp înainte de defect, în timpul defectului și după eliminarea defectului;
- iii. OTS stabilește și face publice condițiile, înainte și după defect, pentru capacitatea de trecere peste defect, în ceea ce privește:
 1. calculul puterii minime de scurtcircuit înainte de defect în punctul de racordare/delimitare, după caz;
 2. punctul de funcționare al centralei formate din module generatoare ca putere activă și reactivă înainte de defect în punctul de racordare/delimitare, după caz, și tensiunea în punctul de racordare/delimitare, după caz; și
 3. calculul puterii minime de scurtcircuit după defect în punctul de racordare/delimitare, după caz;
- iv. la solicitarea unui gestionar al centralei formate din module generatoare, ORR furnizează condițiile care se iau în considerare pentru capacitatea de trecere peste defect înainte și după defect, ca rezultat al calculelor din punctul de racordare/delimitare, după caz, așa cum se prevede la pct. iii) privind:
 1. puterea minimă de scurtcircuit înainte de defect în fiecare punct de racordare/delimitare, după caz, exprimată în MVA;
 2. punctul de funcționare al centralei formate din module generatoare înainte de defect, exprimat prin puterea activă, putere reactivă și tensiunea în punctul de racordare/delimitare, după caz; și
 3. puterea minimă de scurtcircuit după defect în punctul de racordare/delimitare, după caz, exprimată în MVA.
- v. centrala formată din module generatoare trebuie să rămână conectată la rețea și să continue să funcționeze stabil în cazul în care variația reală a tensiunii de linie a rețelei în punctul de racordare/delimitare, după caz, pe durata unui defect simetric, este mai mare decât limita inferioară de evoluție a tensiunii descrisă în diagrama de trecere peste defect prevăzută la pct. ii), cu excepția declanșărilor prin protecțiile împotriva defectelor electrice interne. Schemele și setările sistemelor de protecție împotriva defectelor electrice interne nu trebuie să pericliteze performanța capacității de trecere peste defect;
- vi. cu luarea în considerare a cerințelor prevăzute la punctul v), gestionarul centralei formate din module generatoare stabilește protecția la tensiune minimă (fie capacitatea de trecere peste defect, fie tensiunea minimă definită în punctul de racordare/delimitare, după caz) în conformitate cu domeniul maxim de tensiune aferent centralei formate din module generatoare, cu excepția cazului în care ORR solicită un domeniu mai restrâns. Setările sunt justificate de gestionarul centralei formate din module generatoare în conformitate cu prevederile pct. vi);

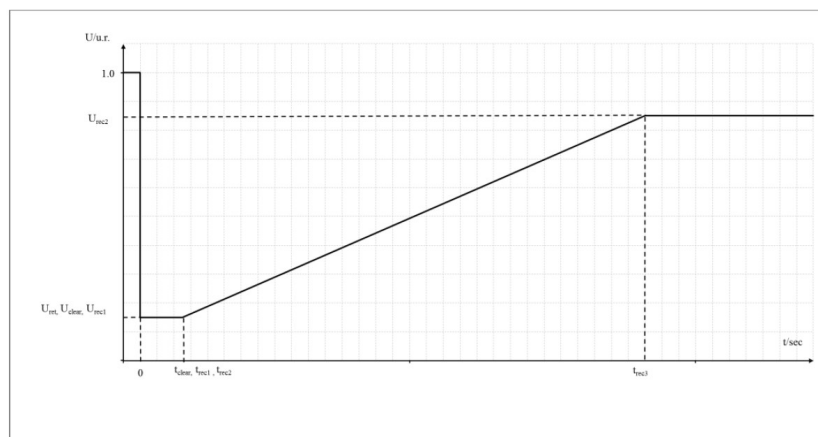


Fig. 3B. Diagrama de capacitate privind trecerea peste defect a unei centrale formate din module generatoare, de categorie B

Notă: Diagrama din fig. 3B. reprezintă limita inferioară a graficului de evoluție în timp a tensiunii în punctul de racordare/delimitare, după caz, exprimată ca raport între valoarea curentă și valoarea de referință a tensiunii, exprimată în unități relative, înainte, în timpul și după eliminarea unui defect. Tensiunea U_{ret} este tensiunea reziduală în punctul de racordare/delimitare, după caz, în timpul unui defect, t_{clear} este momentul în care defectul a fost eliminat. U_{rec1} , U_{rec2} , t_{rec1} , t_{rec2} și t_{rec3} specifică anumite puncte ale limitelor inferioare ale tensiunii reziduale după eliminarea defectului. Parametrii referitori la trecerea peste defect sunt prevăzuți în Tabelul 2B.

Tabelul 2B. Parametrii referitori la capacitatea de trecere peste defect la centralele formate din module generatoare

Parametrii tensiunii [u.r.]		Parametrii de timp [secunde]	
U_{ret}	0	t_{clear}	0,25
U_{clear}	0	t_{rec1}	0,25
U_{rec1}	0	t_{rec2}	0,25
U_{rec2}	0,85	t_{rec3}	3,0

(b) capacitatea de trecere peste defect în cazul defectelor asimetrice, care trebuie să respecte cerințele prevăzute la lit. (a), pct. i).

(c) OTS stabilește nivelul de restabilire a puterii active după defect, pe care centrala formată din module generatoare, de categorie B este capabilă să-l asigure și precizează:

- momentul începerii restabilirii puterii active după defect, imediat ce tensiunea este mai mare sau egală cu 85% U_{ret} ;
- perioada maximă permisă pentru restabilirea puterii active după momentul apariției defectului este de maxim 50 ms, iar după eliminarea defectului și revenirea tensiunii la o valoare mai mare de 0,85 U_{ret} , puterea activă va fi restaurată, funcție de tehnologie și de disponibilitatea sursei primare, într-un timp de $(1\div 10)$ secunde la o valoare de $(80\div 90)\%$ din valoarea puterii înainte de defect; și
- amplitudinea și acuratețea restabilirii puterii active funcție de tehnologia utilizată de modulele generatoare din centrală și de disponibilitatea sursei primare este de $(80\div 90)\%$ din valoarea puterii înainte de defect și cu o acuratețe de 10% din valoarea puterii active dinainte de defect;

(d) ORR specifică, după caz, în ATR sau la punerea în funcțiune:

- interdependența între cerințele pentru componenta de regim tranzitoriu a curentului de defect în conformitate cu prevederile lit. (b), (c) și tensiune (se va specifica valoarea factorului K);
- dependența între timpul de restabilire a puterii active și durata variațiilor de tensiune. ORR specifică, la punerea în funcțiune, timpul maxim de restabilire a puterii active în funcție de durata maximă a defectului, de regulă de $(1\div 10)$ s pentru defecte eliminate într-un timp mai mare de 140 ms;
- limita perioadei maxime permise pentru restabilirea puterii active, de regulă mai mică de 10 secunde. O valoare mai mică se solicită în situația în care studiile de soluție și timpul de eliminare a defectelor reflectă acest lucru;
- gradul de proporționalitate între nivelul de restabilire a tensiunii și valoarea minimă a puterii active restabilite. De regulă, la o valoare de restabilire a tensiunii mai mare de 85% U_{ref} , valoarea minimă a puterii active restabilite după defect trebuie să atingă cel puțin 85% din valoarea dinainte de defect în timp de maximum 1 secundă, în concordanță cu disponibilitatea sursei primare;
- și
- cerințe privind amortizarea oscilațiilor de putere activă între centrală și punctul de racordare/delimitare, după caz, dacă studiile dinamice relevă ca necesară instalarea de echipamente pentru amortizarea acestor oscilații de putere activă.

Art. 89. Centralele formate din module generatoare, de categorie B trebuie să îndeplinească următoarele cerințe referitoare la contribuția la **restaurarea sistemului**:

- trebuie să fie capabile să se reconecteze la rețea, după o deconectare accidentală cauzată de un eveniment în rețea, conform dispozițiilor de dispecer și în condițiile definite de OTS. De regulă,

reconectarea automată se realizează în domeniul de frecvență $(47,5\pm 50,5)$ Hz, de tensiune $(0,85\pm 1,1)$ Un și într-un timp de maximum 5 minute;

(b) instalarea sistemelor de reconectare automată trebuie să fie supusă unei avizări prealabile atât la ORR, cât și la OTS, în vederea specificării cerințelor de reconectare automată. Aceste cerințe se definesc în ATR și se detaliază în proiectul tehnic;

(c) cerințele și condițiile pentru reconectarea automată prevăzute la lit. (a) și (b) sunt aduse la cunoștința gestionarului centralei formate din module generatoare la emiterea ATR.

Art. 90. Centralele formate din module generatoare, de categorie B trebuie să îndeplinească următoarele **cerințe de operare**, referitoare la:

(a) schemele de control și automatizare cu setările aferente:

i. schemele de reglaj și automatizare precum și setările acestora, inclusiv parametrii de reglaj, necesare calculului de stabilitate a rețelei și analizei măsurilor de urgență, trebuie să fie transmise de gestionarul centralei formate din module generatoare la ORR, respectiv la OTS cu cel puțin 3 luni înainte de punerea sub tensiune pentru începerea perioadei de probe pentru a fi coordonate și convenite între OTS, ORR și gestionarul centralei formate din module generatoare;

ii. orice modificări ale schemelor de reglaj și automatizare și a setărilor aferente, prevăzute la punctul i), ale diverselor dispozitive de control sau reglaj ale centralei formate din module generatoare trebuie să fie coordonate și convenite între OTS, operatorul de rețea și gestionarul centralei formate din module generatoare.

(b) schemele de protecție electrică și setările aferente:

i. sistemele de protecție necesare pentru centrala formată din module generatoare și pentru rețeaua electrică, precum și setările relevante pentru centrala formată din module generatoare trebuie să fie coordonate și agreeate între ORR și gestionarul centralei formate din module generatoare, în procesul de racordare. Funcțiile protecțiilor se dispun de către ORR, care poate solicita un reglaj de protecție diferit față de cel propus de gestionar. Sistemele de protecție și setările pentru defectele electrice interne nu trebuie să pericliteze performanța centralei formate din module generatoare. OTS colaborează cu OD și cu gestionarul centralei formate din module generatoare pentru coordonarea protecțiilor, ținând cont de valoarea de variație a frecvenței rezultată din studiile periodice privind inerția sistemului sincron Europa Continentală din care SEN face parte. Sistemele de protecție și automatizare respectă cel puțin următoarele cerințe:

1. trebuie să asigure protecția împotriva defectelor interne ale **modulelor generatoare care intră în componența centralei** și să asigure protecție de rezervă împotriva defectelor și regimurilor anormale de funcționare din rețeaua electrică unde acestea sunt racordate;

2. trebuie să fie performante, cu fiabilitate ridicată și organizate în grupe, selective, sensibile, capabile să detecteze defecte interne și externe, să fie separate fizic și galvanic de la sursele de alimentare cu tensiune operativă, de la transformatoarele de măsură de tensiune și curent până la dispozitivele de execuție a comenzilor. Sistemele de protecții trebuie să fie prevăzute cu funcții extinse de autotestare și auto-diagnoză și cu funcții de înregistrare a evenimentelor și de oscilografieră. Sistemul de protecții electrice trebuie prevăzut cu interfețe standard de comunicație pentru integrarea la un sistem local de achiziție date, supraveghere și control;

3. sistemul de protecții electrice împotriva defectelor interne trebuie să fie capabil să sesizeze, cel puțin curenții de scurtcircuit, asimetria de curenți, tensiunea maximă/minimă în punctul de racordare/delimitare, după caz, frecvența maximă/minimă în punctul de racordare/delimitare, după caz;

4. sistemul de protecții electrice împotriva defectelor externe, ca protecții de rezervă trebuie să fie capabil să sesizeze, cel puțin scurtcircuitul simetric și asimetric din rețeaua unde este racordat modulul generator care intră în componența centralei, oscilațiile de putere, asimetria de curenți, suprasarcinile electrice de curent și tensiune.

ii. protecția electrică a modulelor generatoare care intră în componența centralei are întâietate față de dispozițiile de dispecer, ținând seama de siguranța în funcționare a sistemului, de sănătatea și securitatea personalului și a publicului, precum și de atenuarea oricărei avarii survenite la modulele generatoare care intră în componența centralei.

iii. ORR și gestionarul centralei formate din module generatoare se coordonează și convin ca sistemele de protecție să asigure, cel puțin, următoarele:

A. protecții ale modulelor generatoare care intră în componența centralei, ale transformatorului ridicător de tensiune și ale transformatorului de servicii proprii sau auxiliare, asigurate de către gestionarul centralei:

1. defecte interne ale modulelor generatoare care intră în componența centralei, ale transformatorului ridicător de tensiune și eventual ale transformatorului de servicii proprii (scurtcircuite sau puneri la pământ);
2. defecte interne ale transformatorului ridicător de tensiune al modulului generator care intră în componența centralei;
3. scurtcircuite sau puneri la pământ pe linia electrică de racord;
4. scurtcircuite sau puneri la pământ în rețeaua electrică, ca protecție de rezervă;
5. tensiune maximă și minimă la bornele modulului generator care intră în componența centralei.

B. protecții asigurate de gestionarul centralei formate din module generatoare și/sau de ORR, după caz:

1. scurtcircuite sau puneri la pământ pe linia electrică de evacuare a puterii produse;
2. tensiune maximă și minimă în punctul de racordare/delimitare, după caz;
3. frecvența maximă și minimă în punctul de racordare/delimitare, după caz;
4. scurtcircuite sau puneri la pământ în rețea, ca protecție de rezervă.

iv. modificările schemelor de protecție necesare pentru centrala formată din module generatoare și pentru rețeaua electrică și ale setărilor relevante pentru elementele de generare se convin în prealabil între ORR și gestionarul centralei formate din module generatoare;

(c) organizarea de către gestionarul centralei formate din module generatoare a dispozitivelor de protecție și control în conformitate cu următoarea ierarhie a priorităților:

- i. protecția rețelei electrice și a centralei formate din module generatoare;
- ii. inerția artificială, dacă este cazul;
- iii. reglajul de frecvență (în cadrul reglajului puterii active);
- iv. restricții de putere;
- v. limitarea rampelor de variație a puterii.

(d) **schimbul de informații:**

- i. sistemele de protecție/control și de automatizare ale modulelor generatoare care intră în componența centralei trebuie să fie capabile să schimbe informații în timp real sau periodic cu ORR, cu marcarea timpului. În cazul agregărilor, respectând funcțiile convenite a fi agregate, informațiile schimbate se aduc la cunoștința ORR și OTS;
- ii. ORR, în coordonare cu OTS, stabilește conținutul schimburilor de informații furnizate de gestionarul centralei formate din module generatoare, care cuprinde cel puțin următoarele date transmise în timp real: puterea activă, în punctul de racordare/delimitare, după caz, semnalele de stare și comenzile privind poziția întreruptoarelor și poziția separatoarelor și comanda de reducere a puterii active ca urmare a unei dispoziții a ORR/OTS, după caz. Gestionarul centralei formate din module generatoare asigură transmiterea semnalelor prin una/două căi de comunicație independente (stabilite prin ATR); de regulă, calea principală este asigurată prin suport de fibră optică.

Art. 91. Centralele formate din module generatoare, de categorie B trebuie să îndeplinească următoarele cerințe referitoare la **stabilitatea de tensiune**:

(a) în ceea ce privește capacitatea de producere a puterii reactive, ORR are dreptul de a stabili capacitatea centralei formate din module generatoare, de categorie B de a furniza putere reactivă. De regulă, puterea reactivă produsă la putere activă maximă trebuie să asigure un factor de putere de 0,9 inductiv și capacativ (ca valoare maximă).

(b) centrala formată din module generatoare, de categorie B trebuie să fie capabilă să furnizeze componenta de regim tranzitoriu a curentului de defect în punctul de racordare/delimitare, după caz, în cazul defectelor simetrice (trifazate), în următoarele condiții:

- i. centrala formată din module generatoare, de categorie B trebuie să poată activa furnizarea componentei de regim tranzitoriu a curentului de defect prin:

1. asigurarea furnizării componentei de regim tranzitoriu a curentului de defect în punctul de racordare/delimitare, după caz, corespunzătoare variației de tensiune cu un factor de proporționalitate (k) de 2 până la 10 conform formulei $\Delta I = k \cdot \Delta U$; sau
 2. măsurarea variațiilor de tensiune la bornele modului generator care intră în componența centralei și furnizarea componentei de regim tranzitoriu a curentului de defect la bornele acestuia (componenta de curent reactiv);
- ii. ORR, în colaborare cu OTS, prevede:
1. modul și momentul în care se determină o variație de tensiune, precum și durata variației de tensiune. Variația de tensiune se determină când tensiunea măsurată, fie în punctul de racordare/delimitare, după caz, fie la bornele unității generatoare este mai mică de 0.85 u.r. Durata variației se consideră până în momentul în care tensiunea revine la o valoare mai mare de 0,85 u.r.;
 2. caracteristicile componentei de regim tranzitoriu a curentului de defect, inclusiv intervalul de timp pentru măsurarea abaterii tensiunii și a componentei de regim tranzitoriu a curentului de defect pentru care curentul și tensiunea pot fi măsurate în mod diferit față de metoda stabilită la Art. 91, lit. (b), pct. i) sunt: timpul de creștere a curentului de defect, mai mic sau egal cu 30 ms și timpul de eliminare a curentului de defect, mai mic sau egal cu 60 ms;
 3. sincronizarea și acuratețea componentei de regim tranzitoriu a curentului de defect, care poate include mai multe etape în timpul și după eliminarea unui defect. Modulul generator trebuie să injecteze imediat după defect (la sesizarea scăderii tensiunii, conform punctului anterior) în maximum 50 ms, un curent reactiv dependent de amplitudinea golului de tensiune (a tensiunii remanente) cu un factor de proporționalitate între 2-10. Curentul reactiv injectat trebuie să se mențină pe toată durata căderii de tensiune conform profilului tensiunii definit de trecerea peste defect din figura 3B și să se anuleze imediat după eliminarea defectului (conform IGD Fault current contribution from PPMS & HVDC).

(c) în ceea ce privește furnizarea componentei de regim tranzitoriu a curentului de defect în cazul defectelor asimetrice monofazate sau bifazate, ORR, în colaborare cu OTS, are dreptul de a stabili cerințe pentru componenta asimetrică a curentului de defect. De regulă, cerințele privind componenta asimetrică a curentului de defect sunt similare cerințelor privind componenta simetrică a curentului de defect prevăzută la lit. b). Aceste cerințe se aduc la cunoștința gestionarului de către ORR.

Art. 92. (1). Gestionarul centralei formate din module generatoare, de categorie B trebuie să asigure continuitatea transmiterii mărimilor de stare și de funcționare prevăzute la Art. 90 lit. (d), către ORR.

(2). Centrala formată din module generatoare racordată la ORR se integrează în sistemul SCADA al ORR și asigură cel puțin semnalul de putere activă. ORR are dreptul să solicite integrarea în DMS-SCADA și a altor mărimi.

(3). Călea de comunicație este precizată de ORR.

(4). Integrarea în sistemul SCADA al ORR se realizează prin grija gestionarului centralei formate din module generatoare.

Art. 93. Gestionarul centralei formate din module generatoare, de categoria B are obligația de a asigura compatibilitatea echipamentelor de schimb de date la nivelul interfeței cu sistemul SCADA al ORR, la caracteristicile solicitate de acesta.

Art. 94. În regim normal de funcționare a rețelei, centrala formată din module generatoare nu trebuie să producă în punctul de racordare/delimitare, după caz, variații rapide de tensiune mai mari de $\pm 5\%$ din tensiunea nominală a rețelei la care este racordată.

Art. 95. Indiferent de numărul instalațiilor auxiliare aflate în funcțiune și oricare ar fi puterea produsă, centrala formată din module generatoare trebuie să asigure în punctul de racordare/delimitare, după caz, calitatea energiei electrice, în conformitate cu standardele în vigoare (standardele europene și standardul de performanță pentru prestarea serviciului de transport al energiei electrice și a serviciului de sistem, respectiv standardul pentru prestarea serviciului de distribuție a energiei electrice, după caz).

Art. 96. Centrala formată din module generatoare este monitorizată din punct de vedere al calității energiei electrice în punctul de racordare/delimitare, după caz, pe durata testelor de verificare a conformității cu cerințele tehnice de racordare. ORR poate solicita, după caz, monitorizarea permanentă a calității energiei

electrice în punctul de racordare/delimitare, după caz, și integrarea echipamentului de monitorizare permanentă în sistemul propriu de monitorizare a calității energiei electrice.

Art. 97. În situația racordării mai multor centrale formate din module generatoare în același nod electric (bară), pentru care suma puterilor instalate ale tuturor surselor de generare depășește puterea maximă a categoriei B, acestea trebuie să asigure reglajul puterii reactive în punctul de racordare/delimitare, după caz. Dacă suma puterilor instalate ale tuturor surselor de generare din nodul electric comun, incluzând și centrala formată din module generatoare depășește puterea maximă a categoriei C, acestea trebuie să asigure, în comun, reglajul tensiunii în punctul de racordare.

Art. 98. Soluția de racordare a centralei formate din module generatoare, de categorie B nu trebuie să permită funcționarea acesteia în regim insularizat și trebuie să prevadă dotarea cu protecții care să declanșeze centrala formată din module generatoare la apariția unui asemenea regim.

2.3.2. Cerințe generale pentru modulele generatoare de categorie B

Art. 17. Modulele generatoare de categorie B trebuie să îndeplinească următoarele cerințe în ceea ce privește stabilitatea de frecvență:

(a) modulul generator trebuie să rămână conectat la rețea și să funcționeze în domeniile de frecvență și perioadele de timp prevăzute în tabelul 1B;

(b) (i) modulul generator trebuie să rămână conectat la rețea și să funcționeze la viteze de variație a frecvenței de 2 Hz/s, pentru un interval de timp de 500 ms, de 1,5 Hz/s pentru un interval de timp de 1000 ms și de 1,25 Hz/s pentru un interval de timp de 2000 ms, în funcție de tipul de tehnologie, de puterea de scurtcircuit a sistemului în punctul de racordare (valoare precizată de ORR prin ATR) și de inerția disponibilă la nivelul zonei sincrone.

(ii) valorile prevăzute la pct. i) se comunică gestionarului modulului generator, la emiterea ATR.

(iii) reglajele protecțiilor din punctul de racordare coordonate de ORR trebuie să permită funcționarea modulului generator pentru aceste profile de variație a frecvenței.

Tabelul 1B. Durata minimă în care un modul generator de categorie B trebuie să fie capabil să rămână conectat la rețea și să funcționeze la frecvențe care se abat de la valoarea nominală

Domeniul de frecvență	Durata de funcționare
47,5 Hz – 48,5 Hz	Minimum 30 de minute
48,5 Hz – 49 Hz	Minimum 30 de minute
49 Hz – 51 Hz	Nelimitat
51,0 Hz – 51,5 Hz	30 de minute

Art. 18. Modulele generatoare de categorie B trebuie să aibă capacitatea de a asigura un răspuns limitat la abaterile de frecvență, respectiv la **creșterile de frecvență** peste valoarea nominală de 50 Hz (**RFA-CR**) astfel:

(a) la creșterile de frecvență, modulul generator trebuie să scadă puterea activă produsă corespunzător variației de frecvență, în conformitate cu figura 1B și cu următorii parametri:

i. pragul de frecvență de la care modulul generator asigură răspunsul la creșterea de frecvență este 50,2 Hz;

ii. valoarea statismului setat se situează între 2% și 12% și este dispusă de ORR prin dispoziții de dispecer, la punerea în funcțiune a modulului generator. De regulă valoarea statismului este de 5%;

iii. modulul generator trebuie să fie capabil să scadă puterea activă corespunzătoare variației de frecvență, cu o întârziere inițială mai mică de 500 ms. În cazul în care această întârziere este mai mare de 500 ms, gestionarul modulului generator justifică această întârziere, furnizând dovezi tehnice către OTS. Timpul de răspuns pentru scăderea de putere în cazul creșterii de frecvență trebuie să fie mai mic sau egal cu 2 secunde pentru o variație de putere de 50% din puterea activă maximă.

(b) la atingerea puterii corespunzătoare nivelului minim de reglaj, modulul generator trebuie să fie capabil:

i. să stabilizeze puterea activată, într-un timp de maximum 20 secunde și să funcționeze în continuare la acest nivel (în limitele puterii admisibile date de sursa primară); sau

ii. să reducă în continuare puterea activă produsă, conform dispoziției de dispecer și în conformitate cu caracteristicile funcționale ale modulelor generatoare de același tip; sau

- iii. să mențină nivelul de putere atins cu o abatere permisă de $\pm 5\%$ P_{max} , cât timp abaterea de frecvență se menține.
(c) modulul generator trebuie să rămână în funcționare stabilă pe durata funcționării în modul RFA-CR, la creșteri ale frecvenței peste 50,2 Hz. Când RFA-CR este activ, consemnul RFA-CR prevalează asupra oricărei referințe a puterii active.

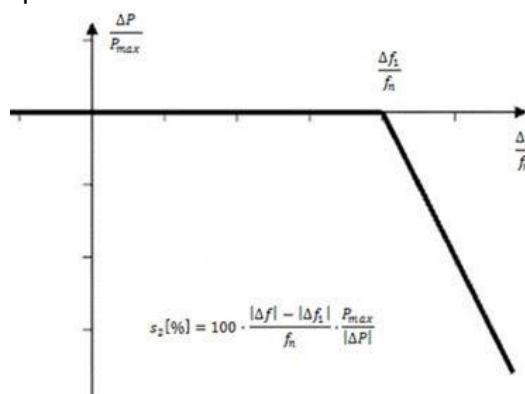


Fig. 1B. Capabilitatea de răspuns în putere activă la abaterile de frecvență în modul RFA-CR pentru modulele generatoare de categorie B

unde: ΔP este variația puterii active produse de modulul generator;

P_{max} este referința de putere activă față de care se stabilește ΔP - și anume puterea maximă a modulului generator;

Δf este abaterea frecvenței în rețea;

f_n este frecvența nominală (50 Hz) în rețea. În cazul creșterilor de frecvență, unde Δf este mai mare de +200 mHz față de valoarea nominală (50 Hz), modulul generator trebuie să scadă puterea activă în conformitate cu statistul s_2 .

Art. 19. Modulul generator de categorie B trebuie să poată menține constantă valoarea puterii active mobilizate indiferent de variațiile de frecvență, în limita puterii oferite de sursa primară, cu excepția cazului în care modulul generator răspunde la creșterile de frecvență în conformitate cu prevederile Art. 18 sau are reduceri acceptabile de putere activă la scăderea frecvenței în conformitate cu prevederile Art. 20 și Art. 21.

Art. 20. OTS stabilește reducerea de putere activă produsă de modulul generator de categorie B față de puterea maximă produsă (puterea admisibilă, dată de sursa primară), ca urmare a scăderii frecvenței, în limitele admisibile prezentate în figura 2B, astfel:

(a) la scăderea frecvenței sub 49 Hz se admite reducerea puterii active produsă (admisibile, dată de sursa primară) cu un procent egal cu 2% din puterea activă maximă produsă la frecvența de 50 Hz, pentru fiecare scădere a frecvenței cu 1 Hz. Este admisă orice curbă de reducere a puterii active maxime produse în funcție de frecvență care se situează deasupra liniei punctate.

(b) se admite o reducere maximă a puterii active produse la scăderea frecvenței sub 49,5 Hz, cu un procent egal cu 10% din puterea activă maximă produsă la frecvența de 50 Hz, pentru fiecare scădere a frecvenței cu 1 Hz dacă frecvența este mai mică decât 49,5 Hz pentru o durată mai mare de 30s. Este admisă orice curbă de reducere a puterii active maxime funcție de frecvență, care se situează deasupra liniei continue.

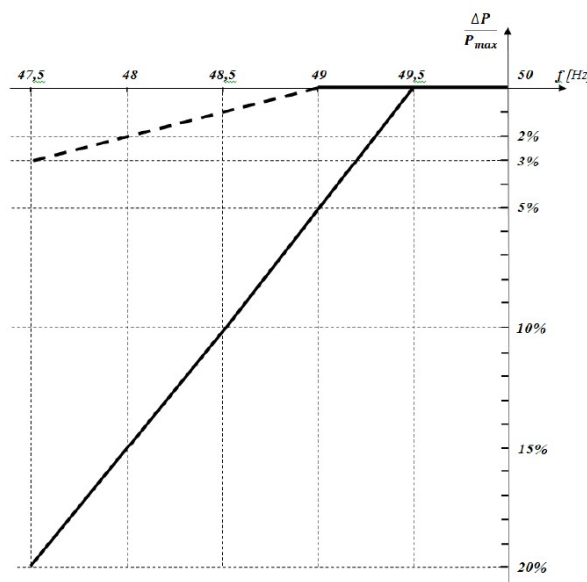


Fig. 2B. Limitele admisibile ale reducerii de putere stabilite de OTS în cazul scăderii frecvenței

Art. 21.

(1). Reducerea admisibilă de putere activă față de puterea maximă produsă (puterea admisibilă dată de sursa primară), în cazul unor abateri de frecvență sub valoarea de 49,5 Hz, se stabilește:

(a) în condiții de mediu standard corespunzătoare temperaturii de 20 grade Celsius.

După caz, gestionarul transmite ORR diagrama de dependență a puterii active de temperatură pentru cel puțin un set de temperaturi: -10°C , 0°C , 15°C , 25°C , 30°C , 40°C ;

(b) în funcție de capacitatea tehnică a modulelor generatoare.

(2). Gestionarul modulului generator de categorie B transmite ORR diagrama de dependență a puterii active de factorii de mediu (temperatură, presiune, iradianță solară respectiv viteza vântului, după caz) și datele tehnice referitoare la capacitatea tehnică a modului generator, prevăzute în Anexa nr. 2 la prezenta normă tehnică;

(3). Datele prevăzute la alin. (2) se transmit în etapa de studiu de soluție aferentă procesului de racordare.

Art. 22.

(1). Modulul generator de categorie B trebuie să fie prevăzut cu o interfață logică sau protecții aferente în scopul de a reduce puterea activă produsă până la oprire într-un timp de maximum cinci secunde de la recepționarea comenzii de deconectare la nivelul interfeței.

(2). ORR are dreptul de a stabili cerințele tehnice pentru interfața logică prevăzută la alin. (1) și modul de conectare a acestora cu sistemul SCADA propriu.

Art. 23.

(1). ORR stabilește cerințele în care un modul generator de categorie B se conectează automat la rețea, după ce acestea au fost agreeate cu OTS.

(2). Cerințele prevăzute la alin. (1) includ:

(a) domeniile de frecvență în care este admisă conectarea automată respectiv $(47,5\pm 51)$ Hz, domeniul de tensiune $(0,9\pm 1,1) U_n$, timpul de observare/validare (inclusiv timpul de sincronizare) și menținere a parametrilor măsoarați în domeniul precizat de maximum 300 secunde;

(b) rampa admisă pentru creșterea puterii active după conectare ($\leq 20\%$ P_{\max}/min), de regulă 10% P_{\max}/min (valoare aflată în domeniul indicat de producătorul modulului generator).

Art. 24. Modulele generatoare de categorie B trebuie să îndeplinească următoarele cerințe privind reglajul frecvență - putere activă în scopul stabilizării frecvenței:

(a) pentru a regla puterea activă produsă, modulul generator trebuie să fie echipat cu o interfață (port de intrare) care să permită recepționarea unui consemn de putere în sensul de reducere;

(b) modulul generator va realiza consemnul de putere în maximum 60 secunde, cu o precizie de $\pm 5\%$ P_{\max} și

(c) ORR are dreptul de a stabili cerințele pentru echipamente suplimentare care să permită reglajul de la distanță al puterii active. Aceste cerințe sunt specificate în etapa emiterii ATR.

Art. 25. Modulele generatoare de categorie B trebuie să îndeplinească următoarele cerințe **de stabilitate în funcționare, referitoare la:**

(a) capacitatea de trecere peste defect:

i. modulul generator trebuie să fie capabil să rămână conectat la rețea, continuând să funcționeze în mod stabil după un defect în rețea eliminat corect, în conformitate cu dependența tensiune-timp descrisă în figura 3B, raportată la punctul de racordare/delimitare, după caz;

ii. diagrama de evoluție a tensiunii în timp reprezintă o limită inferioară permisă a evoluției tensiunii de linie a rețelei în punctul de racordare/delimitare, la apariția unui defect simetric, ca funcție de timp înainte de defect, în timpul defectului și după eliminarea defectului;

iii. OTS stabilește și face publice condițiile, înainte și după defect, pentru capacitatea de trecere peste defect, în ceea ce privește:

1. calculul puterii minime de scurtcircuit înainte de defect în punctul de racordare/delimitare, după caz;

2. punctul de funcționare al modulului generator ca putere activă și reactivă înainte de defect în punctul de racordare/delimitare, după caz și tensiunea în punctul de racordare/delimitare, după caz; și

3. calculul puterii minime de scurtcircuit după defect în punctul de racordare/delimitare, după caz;

iv. la solicitarea unui gestionar de modul generator, ORR furnizează condițiile care se iau în considerare pentru capacitatea de trecere peste defect înainte și după defect, ca rezultat al calculelor din punctul de racordare/delimitare, după caz, așa cum se prevede la pct. (iii) privind:

1. puterea minimă de scurtcircuit înainte de defect în fiecare punct de racordare/delimitare, după caz, exprimată în MVA;

2. punctul de funcționare a modului generator înainte de defect, exprimat prin puterea activă, puterea reactivă și tensiunea în punctul de racordare/delimitare, după caz; și

3. puterea minimă de scurtcircuit după defect în punctul de racordare/delimitare, după caz, exprimată în MVA.

v. modulul generator trebuie să rămână conectat la rețea și să continue să funcționeze stabil în cazul în care variația reală a tensiunii de linie a rețelei în punctul de racordare/delimitare, după caz, pe durata unui defect simetric, având în vedere condițiile înainte și după defect prevăzute la punctele (iii) și (iv), depășește limita inferioară prevăzută la punctul (ii), cu excepția declanșărilor prin protecțiile împotriva defectelor electrice interne. Schemele și setările sistemelor de protecție împotriva defectelor electrice interne nu trebuie să pericliteze performanța capacității de trecere peste defect;

vi. cu luarea în considerare a cerințelor prevăzute la punctul v., gestionarul modului generator stabilește protecția la tensiune minimă (fie capacitatea de trecere peste defect, fie tensiunea minimă definită în punctul de racordare/delimitare, după caz) în conformitate cu domeniul maxim de tensiune aferent modului generator, cu excepția cazului în care ORR solicită un domeniu mai restrâns, în conformitate cu Art. 27, alin. (b). Setările sunt justificate de gestionarul modului generator în conformitate cu prevederile pct. v.;

(b) capacitatea de trecere peste defect în cazul defectelor asimetrice, care trebuie să respecte cerințele de la alin. (a), pct. i).

(c) revenirea puterii active după eliminarea defectului.

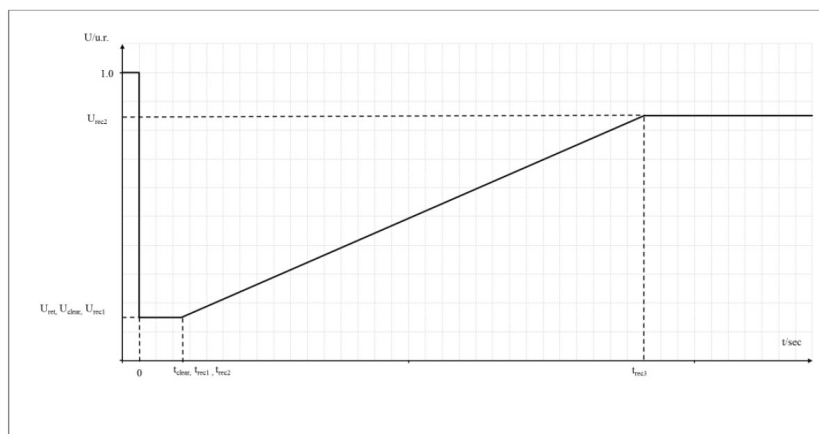


Fig. 3B. Diagrama de capabilitate privind trecerea peste defect a unui modul generator de categorie B

Notă: Diagrama din fig. 3B. reprezintă limita inferioară a graficului de evoluție în timp a tensiunii în punctul de racordare/delimitare, după caz, exprimată ca raport între valoarea curentă și valoarea de referință a tensiunii, exprimată în unități relative, înainte, în timpul și după eliminarea unui defect. Tensiunea U_{ret} este tensiunea reziduală în punctul de racordare/delimitare, după caz, în timpul unui defect, t_{clear} este momentul în care defectul a fost eliminat. U_{rec1} , U_{rec2} , t_{rec1} , t_{rec2} și t_{rec3} specifică anumite puncte ale limitelor inferioare ale tensiunii reziduale după eliminarea defectului. Parametrii referitori la trecerea peste defect sunt prevăzuți în Tabelul 2B.

Tabelul 2B. Parametrii referitori la capacitatea de trecere peste defect la modulele generatoare de categorie B

Parametrii tensiunii [u.r.]		Parametrii de timp [secunde]	
U_{ret}	0	t_{clear}	0,25
U_{clear}	0	t_{rec1}	0,25
U_{rec1}	0	t_{rec2}	0,25
U_{rec2}	0,85	t_{rec3}	3,0

Art. 26. Modulele generatoare de categorie B trebuie să îndeplinească următoarele cerințe referitoare la **restaurarea sistemului**:

- (a) trebuie să fie capabile să se reconecteze la rețea, după o deconectare accidentală cauzată de un eveniment în rețea, conform dispozițiilor de dispecer și în condițiile definite de OTS;
- (b) instalarea sistemelor de reconectare automată trebuie să fie supusă unei avizări prealabile atât la ORR, cât și la OTS, în vederea specificării cerințelor de reconectare automată. De regulă, reconectarea automată se realizează în domeniul de frecvență ($47,5 \pm 50,5$) Hz, de tensiune ($0,85 \pm 1,1$) Un și într-un timp de (1 ± 10) minute;
- (c) cerințele și condițiile pentru reconectarea automată prevăzute la lit. (a) și (b) sunt aduse la cunoștința gestionarului modulului generator în procesul de racordare la rețea, la emiterea ATR.

Art. 27. Modulele generatoare de categorie B trebuie să îndeplinească următoarele **cerințe generale de operare, referitoare la**:

(a) schemele de control și automatizare cu setările aferente:

- i. schemele de control și automatizare precum și setările acestora, inclusiv parametrii de reglaj, necesare calculului de stabilitate a rețelei și analizei măsurilor de urgență, trebuie să fie transmise de gestionarul modulului generator la ORR, respectiv la OTS, cu cel puțin 3 luni înainte de punerea sub tensiune pentru începerea perioadei de probe, pentru a fi coordonate și convenite între OTS, ORR și gestionarul modulului generator;
- ii. orice modificări ale schemelor de reglaj și automatizare și ale setărilor aferente, prevăzute la punctul i), ale diverselor dispozitive de control sau reglaj ale modulului generator trebuie să fie coordonate și convenite între OTS, operatorul de rețea și gestionarul modulului generator.

(b) schemele de protecție electrică și setările aferente:

- i. sistemele de protecție necesare pentru modulul generator și pentru rețeaua electrică, precum și setările relevante pentru modulul generator trebuie să fie coordonate și agreeate între ORR și gestionarul modulului generator, în procesul de racordare. Funcțiile protecțiilor se dispun de către ORR care poate solicita un alt reglaj de protecție față de cel propus de gestionar. Sistemele de protecție și setările pentru defectele electrice interne nu trebuie să pericliteze performanța modulului generator. Sistemele de protecție și automatizare respectă cel puțin următoarele cerințe:

1. trebuie să asigure protecția împotriva defectelor interne ale modulului generator și împotriva defectelor și regimurilor anormale de funcționare din rețeaua electrică unde acesta este racordat;

2. trebuie să fie performante, cu fiabilitate ridicată și organizate în grupe, selective, sensibile, capabile să detecteze defecte interne și externe, să fie separate fizic și galvanic de la sursele de alimentare cu tensiune operativă, de la transformatoarele de măsură de tensiune și curent până la dispozitivele de execuție a comenzilor. Sistemele de protecții trebuie să fie prevăzute cu funcții extinse de autotestare și auto-diagnoză și cu funcții de înregistrare a evenimentelor și de oscilografare. Sistemul de protecții electrice trebuie prevăzut cu interfețe standard de comunicație pentru integrarea la un sistem local de achiziție date, supraveghere și control.

3. sistemul de protecții electrice împotriva defectelor interne trebuie să fie capabil să sesizeze cel puțin curenții de scurtcircuit la modulul generator, asimetria de curenți, suprasarcinile electrice la stator și rotor, pierderea excitației modulului generator, tensiunea maximă/minimă la bornele modulului generator, frecvența maximă/minimă la bornele modulului generator.

4. sistemul de protecții electrice împotriva defectelor externe, ca protecții de rezervă trebuie să fie capabil să sesizeze, cel puțin scurtcircuitele simetrice și asimetrice din rețeaua unde este racordat, asimetria de curenți, trecerea în regim de motor, suprasarcinile electrice de curent și tensiune.

- ii. protecția electrică a modulului generator are întâietate față de dispozițiile de dispecer, ținând seama de siguranța în funcționare a sistemului, de sănătatea și securitatea personalului și a publicului, precum și de atenuarea oricărei avarii survenite la modulul generator.

- iii. ORR și gestionarul modulului generator se coordonează și convin ca sistemele de protecție să acopere, cel puțin, următoarele defecte, astfel:

A. protecții ale modulului generator asigurate de gestionarul modulului generator:

- 1. defecte interne ale modulului generator (scurtcircuite sau puneri la pământ);

2. scurtcircuite sau puneri la pământ pe linia electrică/cablul de racord;
3. scurtcircuite sau puneri la pământ în rețeaua electrică, ca protecție de rezervă;
4. tensiune maximă și minimă la bornele modului generator.

B. protecții asigurate de gestionarul modului generator și/sau de ORR, după caz:

1. scurtcircuite sau puneri la pământ pe linia electrică/cablul de evacuare a puterii produse;
2. tensiune maximă și minimă în punctul de racordare/delimitare, după caz;
3. frecvența maximă și minimă în punctul de racordare/delimitare, după caz;
4. scurtcircuite sau puneri la pământ în rețea, ca protecție de rezervă.

iv. modificările schemelor de protecție necesare pentru modulul generator și pentru rețeaua electrică și ale setărilor relevante pentru elementele de generare se convin în prealabil între ORR și gestionarul modului generator;

(c) organizarea de către gestionarul modului generator a dispozitivelor de protecție și control în conformitate cu următoarea ierarhie a priorităților :

- i. protecția rețelei electrice și a modului generator;
- ii. reglajul de frecvență (în cadrul reglajului puterii active);
- iii. restricții de putere;
- iv. limitarea rampelor de variație a puterii.

(d) **schimbul de informații:**

- i. modulele generatoare trebuie să fie capabile să schimbe informații în timp real sau periodic cu ORR conform dispozițiilor emise de ORR sau de OTS;
- ii. ORR, în coordonare cu OTS, stabilește conținutul schimburilor de informații, care trebuie să cuprindă cel puțin: puterea activă în punctul de racordare/delimitare, după caz, semnalele de stare și comenzile privind poziția întreruptorului și poziția separatoarelor și comanda de reducerea puterii active ca urmare a unei dispoziții.

Art. 28.

- (1). Gestionarul modului generator de categorie B trebuie să asigure continuitatea transmiterii mărimilor de stare și de funcționare prevăzute la Art. 27, lit. (d), către ORR.
- (2). Datele furnizate se integrează în sistemul DMS-SCADA al ORR și asigură cel puțin semnalul de putere activă. ORR are dreptul să solicite integrarea în DMS-SCADA și a altor mărimi.
- (3). Calea de comunicație este precizată de ORR.
- (4). Integrarea în sistemul DMS-SCADA se realizează prin grija gestionarului modului generator.

Art. 29. Gestionarul modului generator de categoria B are obligația de a asigura compatibilitatea echipamentelor de schimb de date la nivelul interfeței cu sistemul DMS-SCADA al ORR, la caracteristicile solicitate de acesta.

Art. 30. În regim normal de funcționare al rețelei, modulul generator nu trebuie să producă în punctul de racordare/delimitare, după caz, variații rapide de tensiune mai mari de $\pm 5\%$ din tensiunea nominală a rețelei la care este racordat.

Art. 31. Indiferent de numărul instalațiilor auxiliare aflate în funcțiune și oricare ar fi puterea produsă, modulul generator trebuie să asigure în punctul de racordare calitatea energiei electrice în conformitate cu standardele în vigoare (standardele europene și standardul de performanță pentru prestarea serviciului de transport al energiei electrice și a serviciului de sistem, respectiv standardul pentru prestarea serviciului de distribuție a energiei electrice, după caz).

Art. 32. Modulul generator este monitorizat din punct de vedere al calității energiei electrice în punctul de racordare/delimitare, după caz, pe durata testelor de verificare a conformității cu cerințele tehnice de racordare. ORR poate solicita, după caz, monitorizarea permanentă a calității energiei electrice în punctul de racordare/delimitare, după caz, și integrarea echipamentului de monitorizare permanentă în sistemul propriu de monitorizare a calității energiei electrice.

Art. 33. În situația racordării mai multor module generatoare în același nod electric (bară), pentru care suma puterilor instalate ale tuturor modulelor generatoare depășește puterea maximă a categoriei B, acestea trebuie să asigure, în comun, reglajul puterii reactive în punctul de racordare/delimitare, după caz. Dacă suma puterilor instalate ale tuturor unităților generatoare împreună cu modulul generator care urmează să

se racordeze în nodul electric comun, depășește puterea maximă a categoriei C, acestea trebuie să asigure, în comun, reglajul tensiunii în punctul de racordare.

Art. 34. Soluția de racordare a modului generator de categorie B nu trebuie să permită funcționarea acestuia în regim insularizat și trebuie să prevadă dotarea cu protecții care să declanșeze modulul generator la apariția unui asemenea regim.

2.3.3. Cerințe generale pentru centralele formate din module generatoare, de categorie C, conform Ord. ANRE nr. 208/14.12.2018

Art. 99. Centralele formate din module generatoare, de categorie C trebuie să îndeplinească următoarele cerințe referitoare la **stabilitatea de frecvență**:

(a) centrala formată din module generatoare trebuie să rămână conectată la rețea și să funcționeze în **domeniile de frecvență și perioadele de timp prevăzute** în tabelul 1C;

(b) i. centrala formată din module generatoare trebuie să rămână conectată la rețea și să funcționeze la viteze de variație a frecvenței de 2 Hz/sec pentru un interval de timp de 500 ms, de 1,5 Hz/s pentru un interval de timp de 1000 ms și de 1,25 Hz/s pentru un interval de timp de 2000 ms, în funcție de tipul de tehnologie și de puterea de scurtcircuit a sistemului în punctul de racordare/delimitare, după caz (valoare precizată de ORR prin ATR) și de inerția disponibilă la nivelul zonei sincrone.

ii. valorile de la pct. i) se comunică gestionarului centralei formate din module generatoare.

iii. reglajele protecțiilor din punctul de racordare/delimitare, după caz, coordonate de ORR trebuie să permită funcționarea centralei formate din module generatoare pentru aceste profile de variație a frecvenței.

Tabelul 1C. Durata minimă în care o centrală formată din module generatoare trebuie să fie capabilă să rămână conectată la rețea și să funcționeze la frecvențe care se abat de la valoarea nominală

Domeniul de frecvență	Durata de funcționare
47,5 Hz – 48,5 Hz	Minimum 30 de minute
48,5 Hz – 49 Hz	Minimum 30 de minute
49 Hz – 51 Hz	Nelimitat
51,0 Hz – 51,5 Hz	30 de minute

→

→ **Art.100.** Centralele formate din module generatoare, de categorie C trebuie să aibă capacitatea de a asigura un răspuns limitat în punctul de racordare la abaterile de frecvență, respectiv la creșterile de frecvență peste valoarea nominală de 50 Hz (RFA-CR) astfel:

(a) la creșterile de frecvență, centrala formată din module generatoare trebuie să scadă puterea activă produsă, corespunzător variației de frecvență, în conformitate cu figura 1C și cu următorii parametri:

i. pragul de frecvență de la care centrala formată din module generatoare asigură răspunsul la creșterea de frecvență este 50,2 Hz;

ii. valoarea statismului setat se situează între 2% și 12%, este stabilită la punerea în funcțiune a centralei formate din module generatoare și poate fi modificată de ORR prin dispoziții de dispecer, la punerea în funcțiune a centralei formate din module generatoare. De regulă, valoarea statismului este de 5%;

iii. centrala formată din module generatoare trebuie să fie capabilă să scadă puterea activă corespunzătoare variației de frecvență cu o întârziere inițială mai mică de 500 ms (notată t_1 în figura 5C). În cazul în care această întârziere este mai mare de 500 ms, gestionarul centralei formate din module generatoare justifică această întârziere, furnizând dovezi tehnice către OTS. Timpul de răspuns pentru scăderea de putere în cazul creșterii de frecvență trebuie să fie mai mic sau egal cu 2 secunde pentru o variație de putere de 50% din puterea activă maximă.

(b) la atingerea puterii corespunzătoare nivelului minim de reglaj, centrala formată din module generatoare trebuie să fie capabilă:

i. să stabilizeze puterea activată, într-un timp de maximum 20 secunde și să funcționeze în continuare la acest nivel (în limitele puterii admisibile date de sursa primară);

sau

ii. să reducă în continuare puterea activă produsă, conform dispoziției de dispecer și în conformitate cu caracteristicile funcționale ale modulelor generatoare de același tip care intră în componența centralei; iii. să mențină nivelul de putere atins cu o abatere permisă de $\pm 5\%$ P_{max} , cât timp abaterea de frecvență se menține.

→ (c) centrala formată din module generatoare trebuie să rămână în funcționare stabilă pe durata funcționării în modul RFA-CR, la creșteri ale frecvenței peste 50,2 Hz. Când RFA-CR este activ, consemnul RFA-CR prevalează asupra oricărei referințe a puterii active.

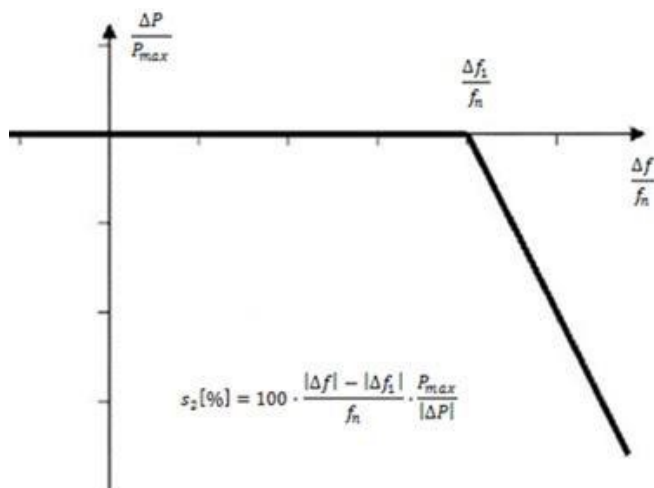


Fig. 1C. Capabilitatea de răspuns în putere activă la abaterile de frecvență în modul RFA-CR pentru centralele formate din module generatoare, de categorie C

unde:

ΔP este variația puterii active produsă de o centrală formată din module generatoare;

P_{max} este referința de putere activă față de care se stabilește ΔP - și anume puterea maximă a centralei formate din module generatoare;

Δf este abaterea frecvenței în rețea; f_n este frecvența nominală (50 Hz) în rețea. În cazul creșterilor de frecvență, unde Δf este mai mare ca +200 mHz față de valoarea nominală (50 Hz), centrala formată din module generatoare trebuie să scadă puterea activă în conformitate cu statismul s_2 .

Art. 101. Centrala formată module generatoare, de categorie C trebuie să poată menține constantă valoarea puterii active mobilizate indiferent de variațiile de frecvență, în limita puterii oferite de sursa primară, cu excepția cazului în care centrala formată din module generatoare răspunde la creșterile de frecvență în conformitate cu prevederile Art. 100 sau are reduceri de putere activă la scăderea frecvenței, acceptate de ORR, în conformitate cu prevederile Art. 102 și Art. 103.

Art. 102. OTS stabilește reducerea de putere activă produsă de centrala formată din module generatoare, de categorie C față de puterea activă maximă produsă (puterea admisibilă, dată de sursa primară), ca urmare a scăderii frecvenței, în limitele admisibile prezentate în figura 2C, astfel:

(a) la scăderea frecvenței sub 49 Hz se admite reducerea puterii active maxime produse în procent egal cu 2% din puterea activă maximă produsă la frecvența de 50 Hz, pentru fiecare scădere a frecvenței cu 1 Hz. Este admisă orice curbă de reducere a puterii active maxime produse în funcție de frecvență, care se situează deasupra liniei punctate;

(b) se admite o reducere maximă a puterii active produse la scăderea frecvenței sub 49,5 Hz, cu un procent egal cu 10% din puterea activă maximă produsă la frecvența de 50 Hz, pentru fiecare scădere a frecvenței cu 1 Hz dacă frecvența este mai mică decât 49,5 Hz pentru o durată mai mare de 30 s. Este admisă orice curbă de reducere a puterii active maxime în funcție de frecvență, care se situează deasupra liniei continue.

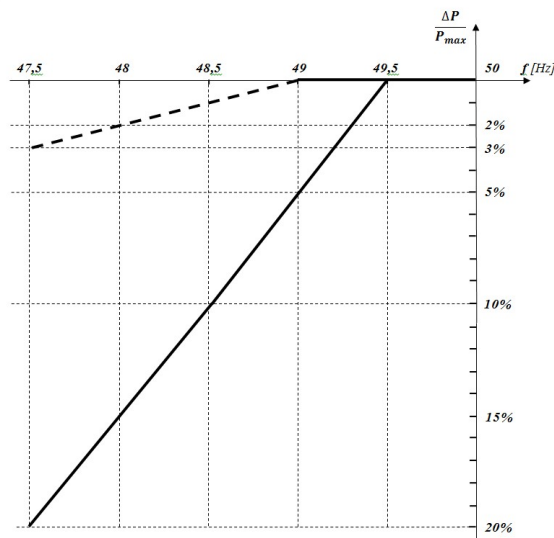


Fig. 2C. Limitele admisibile ale reducerii de putere stabilite de OTS în cazul scăderii frecvenței

Art. 103.

(1) Reducerea admisibilă de putere activă față de puterea activă maximă produsă (puterea admisibilă, dată de sursa primară), în cazul unor abateri de frecvență sub valoarea de 49,5 Hz, se stabilește:

(a) în condiții de mediu standard corespunzătoare temperaturii de 20 grade Celsius. După caz, gestionarul transmite ORR și OTS, diagrama de dependență a puterii active de temperatură pentru cel puțin un set de temperaturi: -10°C , 0°C , 15°C , 25°C , 30°C , 40°C ;

(b) în funcție de capacitatea tehnică a modulelor generatoare care intră în componența centralei.

(2) Gestionarul centralei formate din module generatoare transmite ORR și OTS diagrama de dependență a puterii active de factorii de mediu (temperatură, presiune, iradianță solară, respectiv viteza vântului, după caz) și datele tehnice referitoare la capacitatea tehnică a modulelor generatoare care intră în componența centralei, prevăzute în Anexa nr. 3 a Ordinului ANRE 208/2018;

(3) Datele prevăzute la alin. (2) se transmit în etapa de studiu de soluție aferentă procesului de racordare.

Art. 104.

(1) Sistemul de reglaj al puterii active al centralei formate din module generatoare, de categorie C trebuie să permită modificarea referinței de putere activă în conformitate cu dispozițiile date gestionarului centralei formate din module generatoare de către ORR sau OTS.

(2) Timpul de atingere a referinței de putere activă sau viteza de variație a puterii active la modificarea referinței se încadrează în domeniul $(10\div 30)\% P_{max/min}$ în funcție de tehnologie, timpul mort este de 1 secundă și toleranța de realizare a referinței este de $5\% P_{max}$.

→ **Art. 105.** În cazul în care echipamentele automate de reglaj la distanță sunt indisponibile, se permite reglajul local.

Art. 106.

(1) ORR stabilește condițiile în care o centrală formată din module generatoare, de categorie C se conectează automat la rețea, după ce acestea au fost agreate cu OTS.

(2) Cerințele prevăzute la alin. (1) includ:

(a) domeniile de frecvență în care este admisă conectarea automată (în intervalul $(47,5\div 51)$ Hz), domeniul de tensiune $((0,9-1,1) U_n)$, timpul de observare/validare (inclusiv timpul de sincronizare) și menținere a parametrilor măsurați în domeniul precizat de maximum 300 secunde;

(b) rampa admisă pentru creșterea puterii active după conectare ($\leq 20\% P_{max/min}$), de regulă $10\% P_{max/min}$ (valoarea setată se alege în intervalul indicat de producătorul modulelor generatoare din centrală).

Art. 107. Centralele formate din module generatoare, de categorie C trebuie să asigure răspunsul limitat la abaterile de frecvență în cazul scăderii frecvenței (RFA-SC) astfel:

(a) trebuie să poată mobiliza puterea activă ca răspuns la scăderea frecvenței sub un prag de 49,8 Hz și cu un statism stabilit de OTS pentru fiecare modul generator care intră în componența centralei, la PIF sau prin dispoziții de dispecer, în limitele $(2\div 12)\%$, de regulă la valoarea de 5%, ceea ce corespunde unei mobilizări de putere activă de 8% P_{max} , în conformitate cu figura 3C;

(b) furnizarea puterii active ca răspuns la scăderea frecvenței (în modul RFA-SC), trebuie să țină seama, după caz, de: i. diagrama dependenței puterii active produse de condițiile de mediu (date de sursa primară); ii. cerințele de funcționare a centralei formate din module generatoare, în special limitările privind funcționarea în apropierea puterii active maxime în cazul unei frecvențe scăzute și impactul condițiilor externe de funcționare, în conformitate cu Art. 102 și Art. 103;

(c) activarea răspunsului în putere activă la abaterile de frecvență nu trebuie întârziată în mod nejustificat. În cazul în care întârzierea, denumită timp mort și notată cu t_1 în figura 5C, este mai mare de 500 ms, gestionarul centralei formate din module generatoare trebuie să justifice această întârziere la OTS;

(d) la funcționarea în modul RFA-SC, centrala formată din module generatoare trebuie să asigure o creștere de putere până la puterea maximă/admisibilă în funcție de sursa primară de energie. Timpul de răspuns la creșterea de putere pentru modulele generatoare, cu excepția turbinelor eoliene, trebuie să fie mai mic sau egal cu 10 secunde la o variație de putere de maximum 50% din puterea maximă. Pentru turbinele eoliene timpul de răspuns trebuie să fie mai mic sau egal cu 5 secunde pentru o variație de putere de 20% din puterea maximă, dacă punctul de funcționare de plecare este mai mare de 50% din puterea maximă. Se acceptă timpi de creștere a puterii active mai mari, dacă punctul de funcționare de plecare este mai mic de 50% din puterea maximă. Atingerea valorii de referință se realizează într-un timp de maximum 30 secunde și cu o toleranță de maximum $\pm 5\%$ din P_{max} ;

(e) centrala formată din module generatoare trebuie să funcționeze stabil în timpul modului RFA-SC pe durata unor frecvențe mai mici de 49,8 Hz.

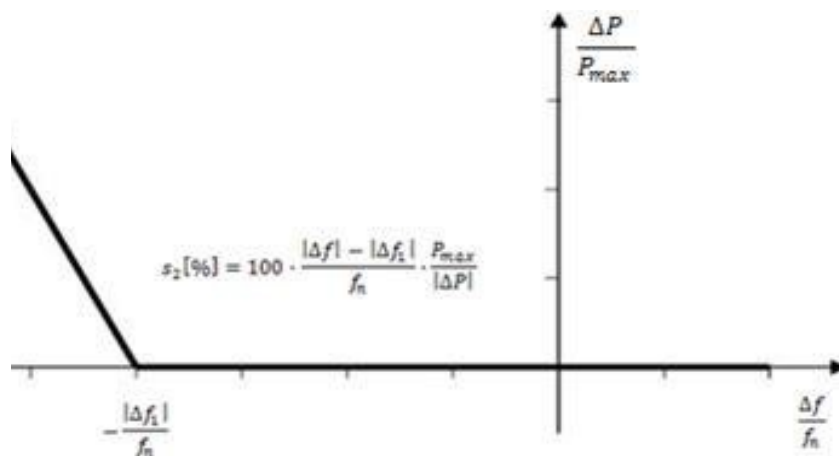


Fig. 3C. Capabilitatea de răspuns la scăderea frecvenței a centralelor formate din module generatoare, de categorie C (RFA-SC)

unde:

P_{max} este referința de putere activă față de care se stabilește ΔP - și anume puterea maximă (nominală) a centralei formate din module generatoare;

ΔP este variația puterii active produsă de centrala formată din module generatoare;

f_n este frecvența nominală (50 Hz) în rețea și Δf este abaterea frecvenței în rețea. În cazul scăderilor de frecvență sub 49,8 Hz, unde Δf este mai mic ca -200 mHz, centrala formată din module generatoare trebuie să crească puterea activă în conformitate cu statismul s_2 .

Art. 108. În cazul în care modul RFA este activ, în condițiile oferite de sursa primară, centrala formată din module generatoare, de categorie C, trebuie să îndeplinească în mod cumulativ, suplimentar cerințelor prevăzute la Art. 107, conform figurii nr. 4C, următoarele cerințe:

(a) să furnizeze RFA, în conformitate cu parametrii stabiliți de OTS în domeniile de valori prevăzute în tabelul 2C, astfel:

i. în cazul creșterii frecvenței față de valoarea de 50 Hz, răspunsul în putere activă la abaterea de frecvență este limitat la nivelul minim de reglare a puterii active;

ii. în cazul scăderii frecvenței față de valoarea de 50 Hz, răspunsul în putere activă la abaterea de frecvență este limitat la puterea activă maximă disponibilă dată de sursa primară.

iii. furnizarea efectivă a răspunsului în putere activă la abaterea de frecvență depinde de condițiile externe și de funcționare ale centralei formate din module generatoare în momentul mobilizării puterii active, în particular de limitările date de funcționarea centralei formate din module generatoare în condițiile sursei primare, în cazul scăderii frecvenței.

(b) să poată modifica banda moartă de frecvență și statismul, la dispoziția OTS. De regulă, valoarea statismului s_1 este de 5 %, ceea ce corespunde unei mobilizări de putere activă de 8% P_{\max} ;

(c) în cazul variației treaptă a frecvenței, să fie capabilă să activeze integral puterea activă necesară ca răspuns la abaterea de frecvență, la sau peste linia din figura 5C, în conformitate cu parametrii prevăzuți în tabelul 3C, în absența limitărilor de ordin tehnologic, și anume pentru modulele generatoare din centrală cu inerție cu o întârziere (t_1) de două secunde și un timp de activare de maximum 30 secunde (t_2), în limita puterii date de sursa primară;

(d) pentru modulele generatoare din centrală fără inerție, activarea inițială a puterii active nu trebuie să fie întârziată în mod nejustificat. În cazul în care întârzierea la activarea inițială a puterii active este mai mare de 500 ms pentru modulele fără inerție și două secunde pentru modulele cu inerție, gestionarul centralei formate din module generatoare trebuie să furnizeze dovezi tehnice care să demonstreze motivele pentru care este necesară o perioadă mai lungă de timp;

(e) trebuie să aibă capacitatea de a furniza puterea activă corespunzător abaterii de frecvență pe o durată de maximum 15-30 de minute specificată de OTS, în limita puterii oferite de sursa primară;

(f) reglajul puterii active nu trebuie să aibă nici un impact negativ asupra răspunsului la abaterile de frecvență;

(g) în cazul participării la procesul de restabilire a frecvenței la valoarea de referință sau/și a puterilor de schimb la valorile programate, centrala formată din module generatoare trebuie să asigure funcții specifice pentru realizarea acestor servicii, stabilite prin proceduri elaborate de OTS;

(h) în ceea ce privește deconectarea pe criteriul de frecvență minimă, centralele formate din module generatoare capabile să acționeze ca un consumator, trebuie să își poată deconecta consumul la scăderea frecvenței. Cerința menționată la prezentul punct nu se extinde la alimentarea serviciilor proprii.

Tabelul 2C. Parametrii de răspuns în putere activă la abaterea de frecvență (a se vedea figura 5C)

Parametri		Intervale
Variația puterii active raportată la puterea maximă $\frac{ \Delta P_i }{P_{\max}}$		(1,5÷10)%
Zona de insensibilitate pentru răspunsul la abaterea de frecvență	$ \Delta f_i $	10 mHz
	$\frac{ \Delta f_i }{f_n}$	(0,02 – 0,06)%
Bandă moartă pentru răspunsul la abaterea de frecvență* După calificarea grupurilor pentru furnizarea rezervei de stabilizare a frecvenței (RSF) această valoare se setează la 0 mHz pentru grupurile furnizoare de RSF, iar la celelalte grupuri OTS va decide valoarea diferit de 0 mHz astfel încât impactul asupra reglajului de frecvență să fie minim		0 mHz
Statism s_1		(2÷12) %

Tabelul 3C. Parametrii pentru activarea integrală a puterii active ca răspuns la abaterea treaptă de frecvență (explicație pentru figura 5C)*

Parametri	Intervale sau valori
Variația de putere activă mobilizată raportată la puterea maximă (domeniul răspuns la variația de frecvență) $\frac{ \Delta P_1 }{P_{\max}}$	(1,5÷10)%
Pentru centralele formate din module generatoare cu inerție, întârzierea inițială maximă admisibilă t_1 , cu excepția cazului în care sunt admise de către OTS perioade mai lungi de activare, în baza dovezilor tehnice furnizate de gestionarul centralei formate din module generatoare	2 secunde
Pentru centralele formate din module generatoare fără inerție, întârzierea inițială maximă admisibilă t_1 , cu excepția cazului în care se justifică altfel	500 ms
Pentru centralele formate din module generatoare valoarea maximă admisibilă a timpului de activare integrală t_2 , cu excepția cazului în care sunt admise de către OTS perioade mai lungi de activare, din motive de stabilitate a sistemului	10 de secunde

*Parametrii sunt respectați în măsura în care nu apar limitări de ordin tehnologic

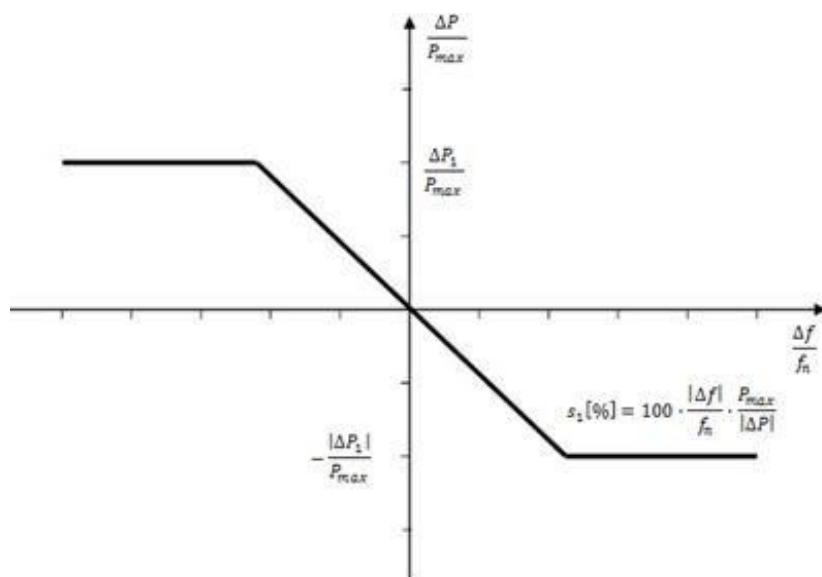


Fig. 4C. Capabilitatea de răspuns la abaterile de frecvență a centralelor formate din module generatoare, de categorie C în regim RFA în cazul în care zona de insensibilitate și bandă moartă sunt zero.

unde:

ΔP este variația puterii active produse de centrala formată din module generatoare; P_{\max} este referința de putere activă față de care se determină variația de putere activă ΔP și anume puterea maximă (nominală) a centralei formate din modulele generatoare;

Δf este abaterea frecvenței în rețea;

f_n este frecvența nominală (50 Hz) în rețea.

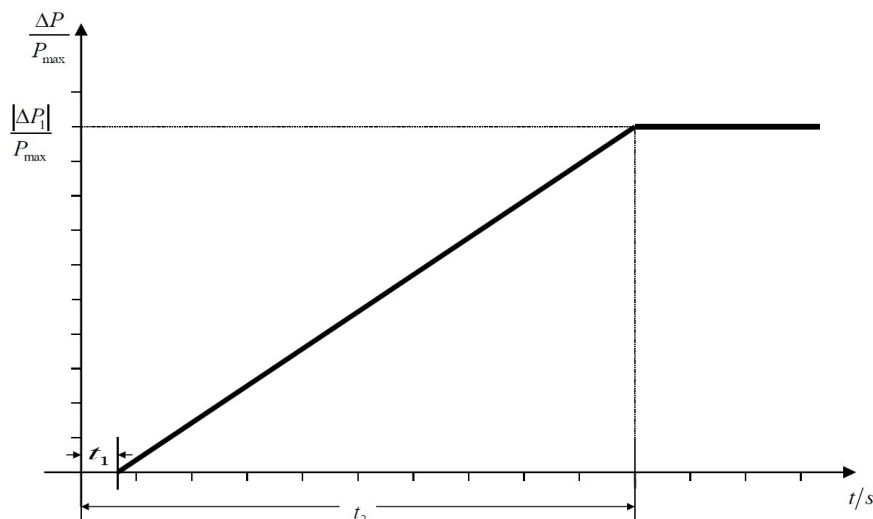


Fig. 5C. Capabilitatea de răspuns la abaterile de frecvență

în care:

P_{max} este puterea maximă față de care se stabilește variația de putere activă mobilizată ΔP ;

ΔP este variația de putere activă a centralei formate din module generatoare. Centrala formată din module generatoare trebuie să activeze o putere activă ΔP până la punctul ΔP_1 în conformitate cu timpii t_1 și t_2 , valorile ΔP_1 , t_1 și t_2 fiind specificate de OTS în conformitate cu tabelul 3C;

t_1 este întârzierea inițială (timpul mort);

t_2 este durata până la activarea complete a puterii active.

Art. 109.

(1). Monitorizarea în timp real a răspunsului automat al centralei formate din module generatoare, de categorie C la abaterile de frecvență trebuie să fie asigurată prin transmiterea în timp real și în mod securizat de la o interfață a centralei formate din module generatoare la centrul de dispecer al ORR, la cererea acestuia, cel puțin a următoarelor semnale:

- i. semnalul de stare de funcționare cu/fără răspuns automat la abaterile de frecvență;
- ii. puterea activă de referință (programată);
 - ii. valoarea reală a puterii active;
 - iii. iv. banda moartă în răspunsul de putere – frecvență;
 - iv. v. setările parametrilor aferenți modului reglaj de frecvență activ (nu se transmit în timp real, doar sunt monitorizați și de la centrul de dispecer al ORR)

(2). i. ORR stabilește semnalele suplimentare care urmează să fie furnizate de către centrala formată din module generatoare prin intermediul dispozitivelor de monitorizare și înregistrare pentru verificarea performanței furnizării răspunsului în putere activă la abaterile de frecvență;

ii. Semnalele suplimentare sunt: frecvența în punctul de racordare/delimitare, după caz, semnale de stare și comenzi poziției întreruptorului și poziției separatoarelor;

iii. Gestionarul centralei formate din module generatoare asigură transmiterea, la nivelul centralei, a semnalelor prin una/două căi de comunicație independente așa cum este prevăzut în ATR.

(3). Setările parametrilor aferenți modului reglaj de frecvență activă și statismul se stabilesc prin dispoziții de dispecer.

Art. 110. OTS are dreptul de a solicita ca centrala formată din module generatoare să furnizeze inerție artificială în timpul abaterilor foarte rapide de frecvență. Se recomandă ca centrala formată din module generatoare să asigure o contribuție minimă cu o constantă de inerție de 3 s ($H=3s$).

Art. 111. Principiul de funcționare a sistemelor de reglaj instalate este analizat de OTS pentru a se verifica posibilitatea furnizării inerției artificiale. Parametrii de performanță aferenți sunt stabiliți de OTS și sunt solicitați prin ATR.

Art. 112. Centralele formate din module generatoare, de categorie C îndeplinesc următoarele cerințe de **stabilitate în funcționare**, referitoare la:

(a) capacitatea de trecere peste defect, în cazul defectelor simetrice:

i. centrala formată din module generatoare trebuie să fie capabilă să rămână conectată la rețea, continuând să funcționeze în mod stabil după un defect în rețea eliminat corect, în conformitate cu dependența tensiune-timp descrisă în figura 6C raportată la punctul de racordare/delimitare, după caz, și descrisă de parametrii din tabelul 4C;

ii. diagrama de evoluție a tensiunii în timp reprezintă limita inferioară permisă a evoluției tensiunii de linie a rețelei în punctul de racordare/delimitare, după caz, la apariția unui defect simetric, ca funcție de timp înainte de defect, în timpul defectului și după defect;

iii. OTS stabilește și face publice condițiile înainte și după defect pentru capacitatea de trecere peste defect, în ceea ce privește:

- calculul puterii minime de scurtcircuit înainte de defect în punctul de racordare/delimitare, după caz;
- punctul de funcționare al centralei formate din module generatoare ca putere activă și reactivă înainte de defect în punctul de racordare/delimitare, după caz și tensiunea în punctul de racordare/delimitare, după caz; și
- calculul puterii minime de scurtcircuit după defect în punctul de racordare/delimitare, după caz.

iv. la solicitarea unui gestionar de centrală formată din module generatoare, ORR furnizează condițiile înainte și după defect (ca valori relevante rezultate din cazuri tipice) care se iau în considerare pentru capacitatea de trecere peste defect ca rezultat al calculelor din punctul de racordare/delimitare, după caz, așa cum se prevede la pct. iii), privind:

- puterea minimă de scurtcircuit înainte de defect în fiecare punct de racordare/delimitare, după caz, exprimată în MVA;
- punctul de funcționare al centralei formate din module generatoare înainte de defect, exprimat prin putere activă, putere reactivă și tensiune în punctul de racordare/delimitare, după caz; și
- puterea minimă de scurtcircuit după defect în punctul de racordare/delimitare, după caz, exprimată în MVA.

v. centrala formată din module generatoare trebuie să rămână conectată la rețea și să continue să funcționeze stabil în cazul în care variația reală a tensiunii de linie a rețelei în punctul de racordare/delimitare, după caz, pe durata unui defect simetric, este mai mare decât limita inferioară de evoluție a tensiunii descrisă în diagrama de trecere peste defect prevăzută la lit. (a), punctul. ii), cu excepția declanșărilor prin protecțiile împotriva defectelor electrice interne. Schemele și setările sistemelor de protecție împotriva defectelor electrice interne nu trebuie să pericliteze performanța capacității de trecere peste defect; vi. cu luarea în considerare a cerințelor prevăzute la punctul v), gestionarul centralei formate din module generatoare stabilește protecția la tensiune minimă (fie capacitatea de trecere peste defect, fie tensiunea minimă definită la punctul de racordare/delimitare, după caz) în conformitate cu domeniul maxim de tensiune aferent centralei formate din module generatoare, cu excepția cazului în care ORR solicită un domeniu de tensiune mai restrâns. Setările sunt justificate de gestionarul centralei formate din module generatoare în conformitate cu acest principiu;

(b) capacitatea de trecere peste defect în cazul defectelor asimetrice trebuie să respecte prevederile lit. (a), pct. i, pentru defecte simetrice.

(c) revenirea puterii active după eliminarea defectului la valoarea dinainte de defect, în funcție de sursa primară;

- (d) menținerea funcționării stabile în orice punct al diagramei de capabilitate $P-Q$ în cazul oscilațiilor de putere între centrală și punctul de racordare/delimitare, după caz;
- (e) centralele formate din module generatoare trebuie să rămână conectate la rețea fără a reduce puterea (în limitele date de sursa primară), atâta timp cât frecvența și tensiunea se încadrează în limitele prevăzute în tabelul 1C, respectiv $\pm 10\%$ Un a rețelei la care este racordată centrala;
- (f) centralele formate din module generatoare trebuie să rămână conectate la rețea în cazul acțiunii RAR monofazat sau trifazat pe liniile din rețeaua buclată la care sunt racordate. Detaliile tehnice specifice fac obiectul coordonării și dispozițiilor privind sistemele de protecție și setările convenite cu ORR.

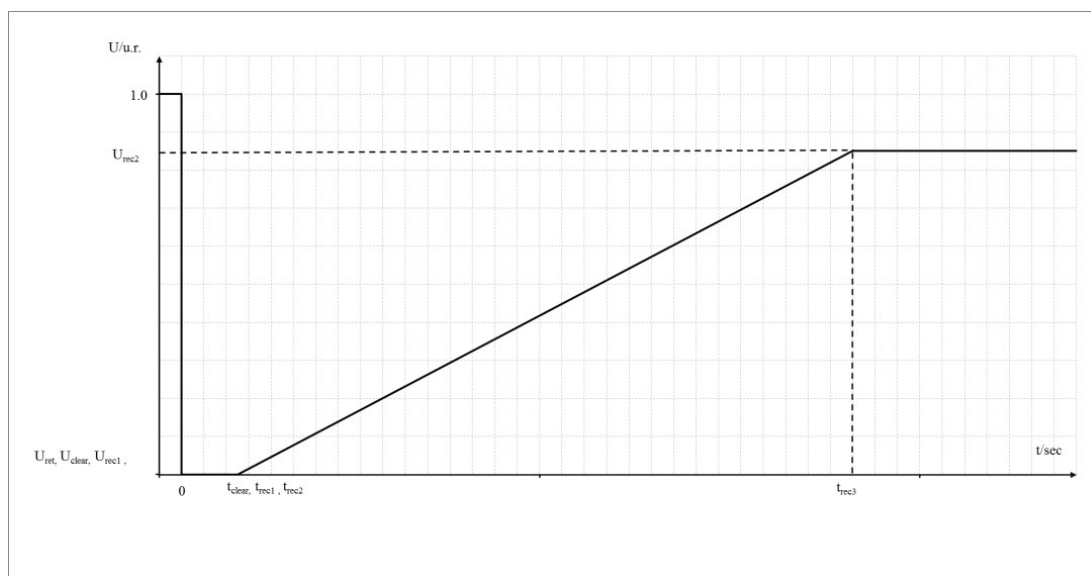


Fig. 6C. Diagrama de capabilitate privind trecerea peste defect a unei centrale formate din module generatoare, de categorie C

Notă: Diagrama din fig. 6C. reprezintă limita inferioară a graficului de evoluție a tensiunii în timp în punctul de racordare/delimitare, după caz, exprimată ca raport între valoarea curentă și valoarea de referință exprimată în unități relative, înainte, în timpul și după eliminarea unui defect. Tensiunea U_{ret} este tensiunea reziduală la punctul de racordare/delimitare, după caz, în timpul unui defect, t_{clear} este momentul în care defectul a fost eliminat. U_{rec1} , U_{rec2} , t_{rec1} , t_{rec2} și t_{rec3} specifică anumite puncte ale limitelor inferioare ale tensiunii reziduale după eliminarea defectului.

Tabelul 4C. Parametrii referitori la capabilitatea de trecere peste defect la centralele formate din module generatoare

Parametrii tensiunii [u.r.]		Parametrii de timp [secunde]	
U_{ret}	0	t_{clear}	0,25
U_{clear}	0	t_{rec1}	0,25
U_{rec1}	0	t_{rec2}	0,25
U_{rec2}	0,85	t_{rec3}	3,0

(g) OTS stabilește nivelul de restabilire a puterii active după defect dacă sursa primară și-a menținut capabilitatea din momentul producerii defectului, pe care centrala formată din module generatoare, de categorie C este capabilă să-l asigure și precizează:

i. momentul începerii restabilirii puterii active după defect, imediat ce tensiunea este mai mare sau egală cu $85\% U_{ret}$;

ii. perioada maximă permisă pentru restabilirea puterii active după momentul apariției defectului este de maximum 50 ms, iar după eliminarea defectului și revenirea tensiunii la o valoare mai mare de

$0,85 U_{\text{ret}}$, puterea activă va fi restaurată, în funcție de tehnologie și de disponibilitatea sursei primare, într-un timp de $(1\div 10)$ secunde la o valoare de $(80\div 90)\%$ din valoarea puterii înainte de defect; și

iii. amplitudinea și precizia (toleranța) restabilirii puterii active funcție de tehnologia utilizată de modulele generatoare din centrală și de disponibilitatea sursei primare este de $(80\div 90)\%$ din valoarea puterii active dinainte de defect și cu o precizie de 10% din valoarea puterii active dinainte de defect;

(h) ORR specifică, după caz, la ATR sau la punerea în funcțiune:

i. interdependența între cerințele pentru componenta de regim tranzitoriu a curentului de defect în conformitate cu prevederile art. 115, alin. (1), lit. b) și c) și restabilirea puterii active;

ii. dependența între timpul de restabilire a puterii active și durata variațiilor de tensiune. ORR specifică, la punerea în funcțiune, timpul maxim de restabilire a puterii active pentru durata maximă a defectului, de regulă de $(1\div 10)$ s pentru defecte eliminate într-un timp mai mare de 140 ms;

iii. limita perioadei maxime permise pentru restabilirea puterii active, de regulă mai mică de 10 secunde. O valoare mai mică se solicită în situația în care studiile de soluție reflectă acest lucru;

iv. gradul de proporționalitate între nivelul de restabilire a tensiunii și valoarea minimă a puterii active restabilite. De regulă, la o valoare de restabilire a tensiunii mai mare de 85% Uref, valoarea minimă a puterii active restabilite după defect trebuie să atingă cel puțin 85% din valoarea dinainte de defect în timp de maximum 1 secundă, în concordanță cu disponibilitatea sursei primare; și

v. cerințe privind amortizarea oscilațiilor de putere activă între centrală și punctul de racordare/delimitare, după caz, (cazul centralelor cu LEA/LES de lungime mare) dacă studiile dinamice relevă ca fiind necesară instalarea de echipamente pentru amortizarea acestor oscilații de putere activă.

Art. 113.

(1) Centralele formate din module generatoare, de categorie C trebuie să îndeplinească următoarele cerințe referitoare la contribuția la restaurarea sistemului:

(a) trebuie să fie capabile să se reconecteze la rețea după o deconectare accidentală cauzată de un eveniment în rețea, în condițiile definite de OTS. De regulă, timpul de reconectare la rețea după o deconectare accidentală este de maximum 10 minute; și

(b) instalarea sistemelor de reconectare automată trebuie să fie supusă unei avizări prealabile atât la ORR, cât și la OTS, în vederea specificării condițiilor de reconectare automată. Aceste cerințe se definesc în ATR și se detaliază în proiectul tehnic.

(2) Cerințele și condițiile pentru reconectarea automată prevăzute la alin. (1), lit. (a) și (b) sunt aduse la cunoștința gestionarului centralei formate din module generatoare la emiterea ATR.

(3) În ceea ce privește capacitatea de pornire fără sursă de tensiune din sistem sau de participare la procesul de pornire fără sursă de tensiune:

i) capacitatea de pornire fără sursă de tensiune din sistem sau de participare la procesul de pornire fără sursă de tensiune, nu este obligatorie, dar poate fi solicitată de către OTS în etapa de racordare la rețea, în scopul asigurării siguranței în funcționare a sistemului;

ii) gestionarii centralelor formate din module generatoare trebuie să răspundă la cererea OTS cu o ofertă pentru furnizarea de capacitate de pornire fără sursă de tensiune din sistem. OTS poate solicita furnizarea de capacitate de pornire fără sursă de tensiune din sistem în cazul în care consideră că siguranța în funcționare a sistemului este în pericol din cauza lipsei de capacitate de pornire fără sursă de tensiune din sistem în zonade reglaj în care se află centrala;

iii) o centrală formată din module generatoare cu capacitate de pornire fără sursă de tensiune din sistem trebuie să fie capabilă să pornească sau să participe la procesul de pornire, în totalitate sau prin unele echipamente componente, din starea oprit, fără a utiliza nici o sursă de alimentare cu energie electrică externă, într-un interval de timp stabilit de către OTS, de regulă $15\div 30$ minute de la momentul primirii dispoziției;

iv) o centrală formată din module generatoare cu capacitate de pornire fără sursă de tensiune din sistem trebuie să se poată reconecta în domeniul de frecvență $(47,5\div 50)$ Hz și în domeniul de tensiune specificat de ORR de $(0,9\div 1,1) U_n$, într-un timp de maximum 300 s;

v) o centrală formată din module generatoare cu capacitate de pornire fără sursă de tensiune din sistem sau care participă la procesul de restaurare, trebuie să poată regla automat

tensiunea, inclusiv variațiile de tensiune care pot apărea în procesul de restaurare;

vi) o centrală formată din module generatoare cu capacitate de pornire fără sursă de tensiune din sistem sau care participă la procesul de restaurare, trebuie:

1. să fie capabilă să regleze puterea activă produsă în cazul conectărilor unor consumatori, în punctul de racordare/delimitare, după caz;
2. să fie capabilă să participe la variațiile de frecvență, atât la creșterea peste 50,2 Hz (în modul RFA-CR), cât și la scăderea acesteia sub 49,8 Hz (în modul RFA-SC);
3. să participe la stabilizarea frecvenței în cazul creșterii sau scăderii frecvenței în întreg domeniul de putere activă livrată, între puterea activă minimă și puterea activă maximă, precum și în funcționarea pe servicii proprii;
4. să poată funcționa în paralel cu alte centrale cu module generatoare ce debitează în insulă;
5. să regleze automat tensiunea în timpul restaurării sistemului în domeniul $\pm 10\% U_n$.

(4) În ceea ce privește capacitatea de a funcționa în regim de funcționare insularizată:

i) centralele formate din module generatoare, care contribuie la restaurarea sistemului, trebuie să fie capabile să funcționeze în regim de funcționare insularizată sau să participe la operarea insulei dacă acest lucru este solicitat de ORR în coordonare cu OTS și

1. domeniul de frecvență în regim de funcționare insularizată este de 47,5÷51,5 Hz;

2. domeniul de tensiune în regim de funcționare insularizată este $U_n \pm 4\%$ pentru JT și $U_n \pm 5\%$ pentru JT, pentru tensiuni $< 110\text{kV}$.

ii) centralele formate din module generatoare trebuie să fie capabile să funcționeze cu reglaj de frecvență activ în timpul funcționării în regim de funcționare insularizată. În cazul unui excedent de putere, centralele formate din module generatoare trebuie să fie capabile să reducă puterea activă livrată din punctul de funcționare anterior, în orice nou punct de funcționare al diagramei de capacitate P-Q, în funcție de disponibilitatea sursei primare;

iii) metoda de detectare a trecerii de la funcționarea în sistem interconectat la funcționarea insularizată se stabilește de comun acord între gestionarul centralei formate din module generatoare și ORR, în coordonare cu OTS. Metoda de detectare convenită nu trebuie să se bazeze exclusiv pe semnalele de poziție ale aparatului de comutație al OTS;

iv) centralele formate din module generatoare trebuie să poată funcționa în RFACR și RFA-SC pe timpul funcționării în insulă, așa cum e stabilit de comun acord cu OTS.

(5) În ceea ce privește capacitatea de resincronizare rapidă în cazul deconectării de la rețea, centrala formată din module generatoare trebuie să se poată resincroniza rapid, de regulă în 15 minute, în conformitate cu planul de protecții convenit cu ORR, în limita posibilităților tehnice ale modulelor generatoare.

Art. 114. Centralele formate din module generatoare, de categorie C trebuie să îndeplinească următoarele **cerințe de operare** referitoare la:

(a) schemele de control și automatizare cu setările aferente:

i. schemele de control și automatizare precum și setările acestora, inclusiv parametrii de reglaj, necesare calculelor de stabilitate a rețelei și analizei măsurilor de urgență, trebuie să fie transmise de către gestionarul centralei formate din module generatoare la ORR, respectiv la OTS cu cel puțin 3 luni înainte de punerea sub tensiune pentru începerea perioadei de probe pentru a fi coordonate și convenite între OTS, ORR și gestionarul centralei formate din module generatoare;

ii. orice modificări ale schemelor de reglaj și automatizare și ale setărilor aferente, menționate la punctul (i), ale diverselor dispozitive de control sau reglaj ale centralei formate din module generatoare trebuie să fie coordonate și convenite între OTS, ORR și gestionarul centralei formate din module generatoare, în special în cazul în care acestea se aplică în situațiile prevăzute la punctul (i).

(b) schemele de protecție electrică și setările aferente:

i. sistemele de protecție necesare pentru centrala formată din module generatoare și pentru rețeaua electrică, precum și setările relevante pentru centrala formată din module generatoare trebuie să fie coordonate și agreeate de către ORR și gestionarul centralei formate din module generatoare, în procesul de racordare. OTS colaborează cu OD și gestionarul centralei formate din module generatoare pentru coordonarea protecțiilor ținând cont de valoarea de variație a frecvenței rezultată din studiile periodice privind inerția sistemului sincron Europa Continentală din care face parte SEN. Sistemele de protecție și setările acestora pentru defectele electrice

interne nu trebuie să periclitaze performanța centralei formate din module generatoare. Sistemele de protecție și automatizare respectă cel puțin următoarele cerințe:

1. trebuie să asigure protecția împotriva defectelor interne ale modulelor generatoare care intră în componența centralei și să asigure protecție de rezervă împotriva defectelor și regimurilor anormale de funcționare din rețeaua electrică unde acestea sunt racordate;

2. trebuie să fie performante, de fiabilitate ridicată și organizate în grupe cu funcționalitate redundantă; protecțiile trebuie să fie selective, sensibile, capabile să detecteze defecte interne și externe, să fie separate fizic și galvanic de la sursele de alimentare cu tensiune operativă, de la transformatoarele de măsură de tensiune și curent și până la dispozitivele de execuție a comenzilor. Sistemul de protecții electrice trebuie să fie prevăzut cu funcții extinse de autotestare și auto-diagnoză și cu funcții de înregistrare a evenimentelor și de oscilografare. Sistemul de protecții electrice trebuie prevăzut cu interfețe standard de comunicație pentru integrarea la un sistem local de achiziție date, supraveghere și control;

3. sistemul de protecții electrice împotriva defectelor interne trebuie să fie capabil să sesizeze, cel puțin curenții de scurtcircuit, asimetria de curenți, tensiunea maximă/minimă, frecvența maximă/minimă la bornele modulelor generatoare care intră în componența centralei;

4. sistemul de protecții electrice împotriva defectelor externe, ca protecții de rezervă, trebuie să fie capabil să sesizeze cel puțin scurtcircuitele simetrice și asimetrice din rețeaua electrică unde este racordat modulul generator care intră în componența centralei, oscilațiile de putere, asimetria de curenți, suprasarcinile electrice de curent și de tensiune.

ii. protecția electrică a centralei formate din module generatoare are întâietate față de dispozițiile de dispecer, ținând seama de siguranța în funcționare a sistemului, de sănătatea și securitatea personalului și a publicului, precum și de atenuarea oricărei avarii survenite la modulul generator care intră în componența centralei.

iii. ORR și gestionarul centralei formate din module generatoare se coordonează și convin ca sistemele de protecție să asigure, cel puțin, protecția la următoarele defecte, astfel:

A. protecțiile modulelor generatoare care intră în componența centralei, ale transformatorului ridicător de tensiune și ale transformatorului de servicii proprii sau auxiliare, asigurate de către gestionarul centralei formate din module generatoare, pentru:

1. defecte interne ale modulelor generatoare care intră în componența centralei, ale transformatorului ridicător de tensiune și eventual ale transformatorului de servicii proprii (scurtcircuite și puneri la pământ);

2. defecte interne ale transformatorului ridicător de tensiune al modulului generator care intră în componența centralei;

3. scurtcircuite sau puneri la pământ pe linia electrică de evacuare în rețeaua electrică a puterii produse;

4. scurtcircuite sau puneri la pământ în rețeaua electrică, ca protecție de rezervă;

5. tensiune maximă și minimă la bornele modulului generator care intră în componența centralei.

B. protecții asigurate de gestionarul centralei formate din module generatoare și/sau de ORR, după caz:

1. scurtcircuite sau puneri la pământ pe linia electrică de evacuare în rețeaua electrică a puterii produse;

2. tensiunea maximă și minimă în punctul de racordare/delimitare, după caz;

3. frecvența maximă și minimă în punctul de racordare/delimitare, după caz;

4. scurtcircuite sau puneri la pământ în rețea, ca protecție de rezervă.

iv. modificările schemelor de protecție necesare pentru centrala formată din module generatoare și pentru rețeaua electrică și ale setărilor relevante pentru elementele de generare se convin în prealabil între ORR și gestionarul centralei formate din module generatoare;

(c) organizarea de către gestionarul centralei formate din module generatoare a dispozitivelor de

protecție și control, în conformitate cu următoarea ierarhie a priorităților:

- i. protecția rețelei electrice și centralei formate din module generatoare;
- ii. inerția artificială, dacă este cazul;
- iii. reglajul de frecvență (în cadrul reglajului puterii active);
- iv. restricții de putere;
- v. limitarea rampelor de variație a puterii.

(d) ORR poate solicita, în avizul tehnic de racordare, instalarea suplimentară în centrala formată din module a unor sisteme de automatizare destinate reducerii rapide a puterii, respectiv până la oprirea acesteia, în cazuri justificate, pentru protecția instalațiilor persoanelor și a mediului.

(e) schimbul de informații:

- i. sistemele de protecție/control și de automatizare ale centralei formate din module generatoare trebuie să fie capabile să schimbe informații în timp real sau periodic cu ORR, cu marcarea timpului. În cazul agregărilor, respectând funcțiile convenite a fi agregate, informațiile schimbate se aduc la cunoștința ORR și OTS;
- ii. ORR, în coordonare cu OTS, stabilește conținutul schimburilor de informații, furnizate de gestionarul centralei formate din module generatoare, care cuprinde cel puțin următoarele date transmise în timp real: puterea activă, puterea activă programată, după caz, puterea reactivă, tensiunea și frecvența în punctul de racordare/delimitare, după caz, semnale de stare și comenzile privind poziția întreruptorului, poziția separatoarelor și semnalul de stare de funcționare cu/fără răspuns automat la abaterile de frecvență. Gestionarul centralei formate din module generatoare asigură transmiterea semnalelor prin una/două căi de comunicație independente (stabilite prin ATR); de regulă, calea principală este asigurată prin suport de fibră optică.

(f) Centralele formate din module generatoare trebuie să aibă posibilitatea de a se deconecta de la rețea în mod automat la pierderea stabilității în funcționare. Criteriile de deconectare, de tipul protecția împotriva asimetriei de curent, a întreruperii unei faze și timpul critic de deconectare, se convin între gestionarul centralei formate din module generatoare, ORR și OTS.

(g) dispozitivele de măsură și control:

- i. centralele formate din module generatoare trebuie să fie dotate cu dispozitive care să asigure înregistrarea defectelor și monitorizarea comportamentului dinamic în sistem, acestea fiind de regulă osciloperturbografe sau echipamente care pot înlocui funcțiile asigurate de osciloperturbografe. Aceste dispozitive trebuie să asigure înregistrarea următorilor parametri:

1. tensiunile pe toate cele trei faze;
2. curentul pe fiecare fază;
3. puterea activă pe toate cele trei faze;
4. puterea reactivă pe toate cele trei faze;
5. frecvența.

ORR are dreptul să stabilească performanțele parametrilor puși la dispoziție prin intermediul dispozitivelor menționate anterior, cu condiția convenirii prealabile a acestora cu gestionarul centralei formate din module generatoare.

ii. setările echipamentului de înregistrare a defectelor, inclusiv criteriile de pornire a înregistrării și ratele de eșantionare se stabilesc de comun acord între gestionarul centralei formate din module generatoare și ORR la momentul PIF și se consemnează prin dispoziții scrise. Acestea cuprind și un criteriu de pornire de detectare a oscilațiilor între centrală și punctul de racordare/delimitare, după caz, stabilit de OTS;

iii. ORR, OTS și gestionarul centralei formate din module generatoare stabilesc de comun acord necesitatea includerii unui criteriu de detectare a oscilațiilor între centrală și punctul de racordare/delimitare, după caz, pentru monitorizarea comportamentului dinamic al sistemului, stabilit de OTS cu scopul de a detecta oscilațiile cu amortizare insuficientă (neamortizate);

iv. sistemul de monitorizare a comportamentului dinamic al sistemului trebuie să permită accesul la informații al gestionarului centralei formate din module generatoare și al ORR. Protocoalele de comunicare pentru datele înregistrate sunt stabilite de comun acord între gestionarul centralei formate din module generatoare, ORR și OTS înainte de alegerea echipamentelor pentru monitorizare.

(h) modelele de simulare a funcționării centralei formate din module generatoare:

i. la solicitarea ORR sau a OTS, gestionarul centralei formate din module generatoare trebuie să furnizeze modele de simulare a funcționării centralei formate din module generatoare, care să reflecte comportamentul centralei atât în regim staționar, cât și dinamic (inclusiv pentru fenomene electromagnetice tranzitorii, dacă este solicitat). Modelele furnizate trebuie să fie validate de rezultatele testelor de verificare a conformității cu cerințele tehnice de racordare. Gestionarul centralei formate din module generatoare transmite ORR sau OTS rezultatele testelor de tip pentru modulele generatoare care intră în componența centralei sau pentru motoarele termice ce antrenează modulele generatoare care intră în componența centralei, dovedite prin certificate de verificare recunoscute pe plan european, realizate de un organism de certificare autorizat;

ii. modelele furnizate de gestionarul centralei formate din module generatoare trebuie să conțină următoarele sub-modele, în funcție de componentele individuale:

1. modelul panoului fotovoltaic, turbinei eoliene etc. și al convertoarelor care intră în componența centralei;
2. reglajul frecvenței și al puterii active;
3. reglajul tensiunii;
4. modelele protecțiilor centralelor formate din module generatoare, așa cum au fost convenite între ORR și gestionarul centralei formate din module generatoare;
5. modelul invertoarelor, a gupurilor generatoare eoliene, după caz.

iii. la solicitarea ORR, prevăzută la punctul i), OTS specifică:

1. formatul în care urmează să fie furnizate modelele de simulare, inclusiv programul de calcul utilizat;
 2. documentația privind structura modelului matematic și schema electrică;
 3. estimarea puterii minime și maxime de scurtcircuit în punctul de racordare/delimitare, după caz, exprimată în MVA, ca echivalent de rețea.
- iv. gestionarul centralei formate din module generatoare furnizează ORR, la cerere, înregistrări ale performanțelor centralei formate din module generatoare. ORR sau OTS poate face o astfel de solicitare, în vederea comparării răspunsului modelelor și simulărilor pe model realizate cu înregistrările reale de funcționare.

(i) montarea de dispozitive pentru operarea sistemului și a dispozitivelor pentru siguranța în funcționare a sistemului, în cazul în care ORR sau OTS consideră că la o centrală formată din module generatoare este necesar să instaleze dispozitive suplimentare pentru a menține sau restabili funcționarea acestora sau siguranța în funcționare a sistemului. ORR, gestionarul centralei formate din module generatoare și OTS analizează și convin asupra soluției adecvate;

(j) limitele minime și maxime pentru viteza de variație a puterii active (limitele rampelor) în ambele direcții, la creștere și la scădere, sunt stabilite pentru centrala formată din module generatoare de către ORR, în coordonare cu OTS, luând în considerare caracteristicile sursei primare. De regulă, viteza de variație este în gama $(10\div 30)\%$ P_{\max}/minut , egală în ambele direcții (la creștere respectiv la scădere);

(k) legarea la pământ a punctului neutru pe partea spre rețea a transformatoarelor ridicătoare de tensiune trebuie să respecte specificațiile ORR.

Art. 115.

(1). Centralele formate din module generatoare, de categorie C trebuie să îndeplinească următoarele cerințe în ceea ce privește **stabilitatea de tensiune**:

(a) trebuie să fie capabile să se deconecteze automat atunci când tensiunea în punctul de racordare/delimitare, după caz, depășește nivelurile specificate de ORR. Condițiile și setările pentru deconectarea automată a centralelor formate din module generatoare se stabilesc de către ORR în coordonare cu OTS.

(b) trebuie să fie capabile să furnizeze componenta de regim tranzitoriu a curentului de defect în punctul de racordare/delimitare, după caz, în cazul defectelor simetrice (trifazate), în următoarele condiții:

- i. centrala formată din module generatoare, de categorie C trebuie să poată activa

furnizarea componentei de regim tranzitoriu a curentului de defect prin:

1. asigurarea furnizării componentei de regim tranzitoriu a curentului de defect în punctul de racordare/delimitare, după caz, corespunzătoare variației de tensiune cu un factor de proporționalitate (k) de 2 până la 10 conform formulei $\Delta I = k \cdot \Delta U$ 2. măsurarea variațiilor de tensiune în punctul de racordare/delimitare de categorie C și furnizarea componentei de regim tranzitoriu a curentului de defect la bornele acestora (componenta de curent reactiv);

ii. ORR, în colaborare cu OTS, prevede:

1. modul și momentul în care se determină o abatere de tensiune, precum și durata abaterii. Abaterea de tensiune se determină când tensiunea măsurată fie în punctul de racordare/delimitare, după caz, fie la bornele modului generator este mai mică de 0,85 Uref. Durata abaterii se consideră până în momentul în care tensiunea revine la o valoare mai mare de 0,85 Uref;

2. caracteristicile componentei de regim tranzitoriu a curentului de defect, inclusiv intervalul de timp pentru măsurarea abaterii tensiunii și a componentei de regim tranzitoriu a curentului de defect pentru care curentul și tensiunea pot fi măsurate în mod diferit față de metoda stabilită la lit. (b), pct. i) sunt: timpul de creștere a curentului de defect, mai mic sau egal cu 30 ms și timpul de eliminare a curentului de defect, mai mic sau egal cu 60 ms;

3. sincronizarea și acuratețea componentei de regim tranzitoriu a curentului de defect, care poate include mai multe etape în timpul și după eliminarea unui defect. Astfel, modulul generator trebuie să injecteze imediat după defect (la sesizarea scăderii tensiunii, conform punctului anterior), de regulă în 50 ms, un curent reactiv dependent de amplitudinea golului de tensiune (a tensiunii remanente) cu un factor de proporționalitate între (2÷10). Curentul reactiv injectat trebuie să se mențină pe toată durata căderii de tensiune conform profilului tensiunii definit de trecerea peste defect conform figurii 6C și să se anuleze imediat după eliminarea defectului (conform IGD Fault current contribution from PPMS & HVDC).

(c) în ceea ce privește furnizarea componentei de regim tranzitoriu a curentului de defect în cazul defectelor asimetrice monofazate sau bifazate, ORR, în colaborare cu OTS, are dreptul de a stabili cerințe pentru componenta asimetrică a curentului de defect. De regulă, cerințele privind componenta asimetrică a curentului de defect sunt similare cerințelor privind componenta simetrică a curentului de defect prevăzută la lit. b). Aceste cerințe se aduc la cunoștința gestionarului.

(d) trebuie să fie capabile să furnizeze putere reactivă suplimentară, stabilită de ORR, care trebuie furnizată în punctul de racordare/delimitare, după caz, al centralei formate din module generatoare, dacă acesta nu se află la bornele de înaltă tensiune ale transformatorului ridicător de tensiune. Puterea reactivă suplimentară trebuie să compenseze puterea reactivă a liniei sau cablului de înaltă tensiune între bornele de înaltă tensiune ale transformatorului ridicător de tensiune al centralei formate din module generatoare și punctul de racordare. Puterea reactivă suplimentară trebuie să fie asigurată printr-un echipament dedicat, pus la dispoziție de către gestionarul centralei formate din module generatoare. Această putere reactivă suplimentară este stabilită printr-un studiu de compensare a puterii reactive în punctul de racordare/delimitare, după caz, și trebuie să asigure în punctul de racordare/delimitare, după caz, schimb de putere reactivă nulă la puterea activă zero, cu o toleranță: de maxim 0,5 MVar dacă tensiunea în punctul de racordare/delimitare, după caz, este $\geq 110\text{ kV}$ sau dacă punctul de racordare/delimitare, după caz, este situat la barele stațiilor electrice, respectiv maximum 0,1 MVar pentru centralele formate din module generatoare racordate în linii sau la capătul unei linii lungi de MT. (e) să fie capabile să producă putere reactivă în punctul de racordare/delimitare, după caz, la capacitate maximă, cu respectarea următoarelor cerințe:

i. gestionarul centralei formate din module generatoare trebuie să prezinte un contur al diagramei U-Q/Pmax, care poate lua orice formă în limitele căreia centrala formată din module generatoare să fie capabilă să furnizeze/absoarbă putere reactivă la variații de tensiune și la funcționare la capacitate maximă; conturul trebuie analizat și aprobat de OTS în consultare cu ORR; ii. diagrama U-Q/Pmax este stabilită de ORR în colaborare cu OTS, în conformitate cu următoarele principii:

1. conturul U-Q/Pmax nu depășește conturul diagramei U-Q/Pmax, reprezentat

de conturul interior din figura 7C;

2. dimensiunile conturului diagramei U-Q/Pmax (intervalul Q/Pmax și domeniul de tensiune) se încadrează în valorile maxime stabilite în tabelul 5C;

3. poziționarea diagramei U-Q/Pmax se încadrează în conturul exterior fix din figura 7C; și

4. diagrama U-Q/Pmax stabilită pentru centralele formate din module generatoare poate avea orice formă, luând în considerare posibilele costuri de realizare a capacității de furnizare a puterii reactive la creșteri de tensiune și consumul de putere reactivă la scăderi de tensiune;

iii. cerința privind capabilitatea de furnizare a puterii reactive se aplică în punctul de racordare/delimitare, după caz. Pentru alte forme ale conturului decât cele dreptunghiulare, domeniul de tensiune reprezintă valorile limită cele mai mari și cele mai mici. Prin urmare, nu se preconizează ca întregul interval de putere reactivă să fie disponibil în domeniul de tensiuni în regim permanent.

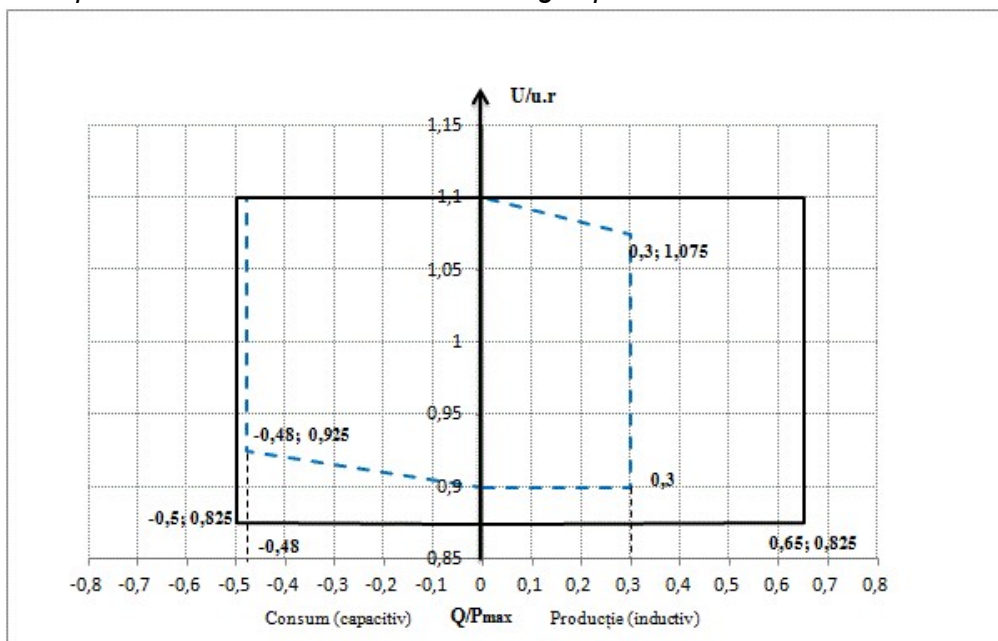


Fig. 7C. Diagrama U-Q/Pmax a unei centrale formate din module generatoare

Figura 7C reprezintă limitele tipice ale diagramei U-Q/Pmax ca dependență între tensiunea în punctul de racordare/delimitare, după caz, exprimată ca raportul dintre valoarea reală și valoarea de referință în unități relative și raportul dintre puterea reactivă (Q) și capacitatea maximă (Pmax). Poziția, dimensiunea și forma înfășurătoare sunt orientative, OTS putând solicita, în funcție de condițiile de sistem din punctul de racordare/delimitare, după caz, și alte forme ale diagramei U-Q/Pmax în intervalul maxim de Q/Pmax de 0,75.

Tabelul 5C: Parametrii pentru înfășurătoarea interioară din figura 7C

Intervalul maxim de Q/Pmax	Domeniul maxim al nivelului de tensiune în regim permanent, exprimat în unități relative
0,75	0,200

(f) în ceea ce privește capabilitatea de producere de putere reactivă sub puterea maximă (sub Pmax):

i. ORR, în colaborare cu OTS, stabilește cerințele privind capabilitatea de furnizare a puterii reactive, precum și un contur P-Q/Pmax de orice formă în limitele cărui centrala formată din module generatoare furnizează puterea reactivă sub puterea sa maximă dată de diagrama P-Q;

ii. limitele diagramei de capabilitate P-Q/Pmax sunt stabilite de ORR în colaborare cu OTS, în conformitate cu următoarele principii:

1. conturul $P\text{-}Q/P_{\text{max}}$ nu trebuie să depășească conturul diagramei $P\text{-}Q/P_{\text{max}}$, reprezentat de conturul interior din figura 8C;
2. domeniul Q/P_{max} de pe conturul diagramei $P\text{-}Q/P_{\text{max}}$ este stabilit în tabelul 5;
3. domeniul de putere activă de pe conturul diagramei $P\text{-}Q/P_{\text{max}}$ la putere reactivă zero este de 1 u.r. P_{max} ;
4. conturul diagramei $P\text{-}Q/P_{\text{max}}$ poate avea orice formă și include condiții pentru capacitatea de producere de putere reactivă la putere activă zero; și
5. poziția conturului diagramei $P\text{-}Q/P_{\text{max}}$ trebuie să se încadreze în conturul exterior fix din figura 8C;

iii. atunci când funcționează la o putere activă sub puterea maximă ($P < P_{\text{max}}$), centrala formată din module generatoare trebuie să fie capabilă să furnizeze putere reactivă pentru orice punct de funcționare din interiorul diagramei sale $P\text{-}Q/P_{\text{max}}$, dacă toate unitățile respectivei centrale cu module generatoare care produc energie sunt disponibile din punct de vedere tehnic, și nu sunt retrase din funcționare pentru mentenanță sau din cauza unei avarii, deoarece, în caz contrar, este posibilă diminuarea capacității de producere de putere reactivă, în funcție de disponibilitățile tehnice.

iv. centrala formată din module generatoare trebuie să fie capabilă să-și modifice punctul de funcționare în orice punct al diagramei sale $P\text{-}Q/P_{\text{max}}$ în timpul necesar atingerii valorii de referință solicitate de ORR.

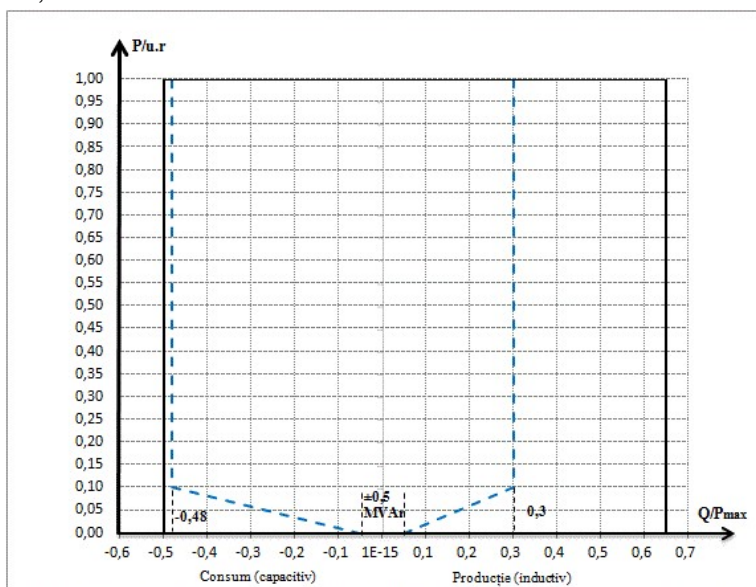


Fig. 8C. Diagrama $P\text{-}Q/P_{\text{max}}$ a unei centrale cu module generatoare

Figura 8C reprezintă limitele tipice ale diagramei $P\text{-}Q/P_{\text{max}}$ ca dependență între puterea activă în punctul de racordare/delimitare, după caz, exprimată prin raportul dintre valoarea reală și capacitatea maximă în unități relative, și raportul dintre puterea reactivă (Q) și capacitatea maximă (P_{max}). Poziția, dimensiunea și forma înfășurătoarei interne sunt orientative, OTS putând solicita, în funcție de condițiile de sistem din punctul de racordare/delimitare, după caz, și alte forme ale diagramei $U\text{-}Q/P_{\text{max}}$ în intervalul maxim de Q/P_{max} de 0,75.

(g) în ceea ce privește modurile de comandă a puterii reactive:

- i. centrala formată din module generatoare trebuie să aibă capacitatea de a furniza automat putere reactivă în modul de reglaj al tensiunii, în modul de reglaj al puterii reactive sau în modul de reglaj al factorului de putere;
- ii. în ceea ce privește modul de reglaj de tensiune, centrala formată din module generatoare trebuie să fie capabilă să contribuie la reglajul tensiunii în punctul de racordare/delimitare, după caz, prin asigurarea schimbului necesar de putere reactivă cu rețeaua electrică, la o valoare de referință a tensiunii situată cel puțin în domeniul $(0,95 \div 1,05)$ u.r. cu o referință prescrisă în pași care nu depășesc 0,01 u.r., cu o rampă minimă de $(2 \div 7)\%$ în pași de maximum 0,5%. Banda moartă în reglaj de tensiune este dată în tabelul 8C1.

Tab. 5C1. Parametrii modului de reglaj al tensiunii

Domeniul de variație a tensiunii	(90+110)%, pentru $U_n = 110\text{ kV}$ respectiv $U_n = 220\text{ kV}$ (95+105)%, pentru $U_n = 400\text{ kV}$
Trepte de variație a tensiunii	$\leq 1\%U_n$, respectiv $\leq 0,01\text{ u.r.}$
Rampa maxima	$\leq 2\%U_n/\text{min}$
Treapta maxima de modificare a tensiunii	$\leq 1\%U_n$, respectiv $\leq 0,01\text{ u.r.}$
Timp de creștere la 90% t_1	1- 5 s
Timp de stabilizare - t_2	60 s
Banda moarta de reglaj a tensiunii - z	$\pm 0,5\%$ - pentru 110 kV reprezinta $\pm 0,55\text{ kV}$ $\pm 0,25\%$ - pentru 220 kV reprezinta $\pm 0,55\text{ kV}$ $\pm 0,15\%$ - pentru 400 kV reprezinta $\pm 0,6\text{ kV}$
Stabilitate în regim staționar	= 5% din puterea reactiva maxima dar nu mai mult de 5 MVar

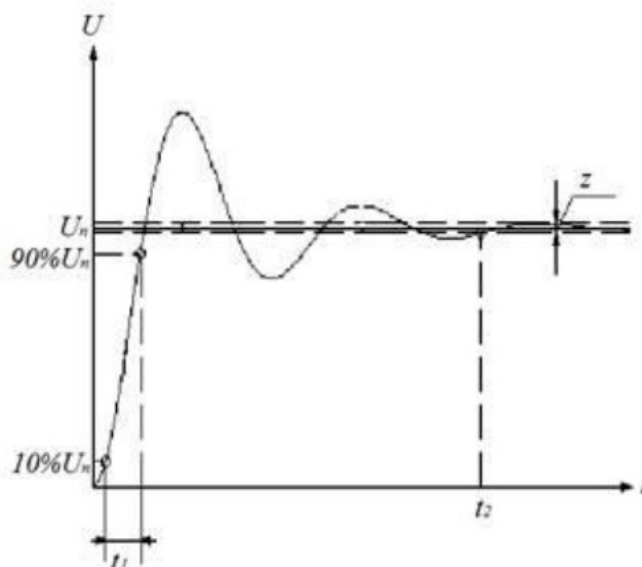


Fig. 8C1 Parametrii modului de reglaj al tensiunii

- iii. referința poate fi realizată cu sau fără o bandă moartă selectabilă într-un domeniu de la 0 la $\pm 5\%$ U_{ref} , unde $U_{ref} = U_n$, în pași de cel mult $0,5\%$ U_{ref} ;
- iv. după o modificare de tip treaptă a tensiunii, o centrală formată din module generatoare trebuie să fie capabilă să atingă 90% din valoarea treptei în momentul t_1 , stabilit de ORR, de maxim 30 secunde, și trebuie să se stabilizeze la valoarea solicitată într-un timp t_2 , stabilit de ORR de regula 60 secunde;
- v. în ceea ce privește modul de reglaj al puterii reactive, centrala formată din module generatoare trebuie să permită stabilirea valorii de referință a puterii reactive oriunde în domeniul de putere reactivă, prevăzut la lit. (d) și (e), cu pași de reglaj de 5% din puterea reactivă totală dar nu mai mari de 5 MW, reglând puterea reactivă în punctul de racordare/delimitare, după caz, cu o precizie de plus sau minus 1 MVar sau, dacă această valoare este mai mică, de plus sau minus 1% din puterea reactivă totală;
- vi. în ceea ce privește modul de reglaj al factorului de putere, centrala formată din module generatoare trebuie să permită reglajul factorului de putere în punctul de racordare/delimitare, după caz, în domeniul/conturul diagramei P-Q/ P_{max} prevăzut pentru putere reactivă, stabilit de ORR în conformitate cu lit. (d) și (e), cu un factor de

putere setat în pași care nu depășesc 0,01. ORR stabilește valoarea factorului de putere solicitat, toleranța și durata de realizare a factorului de putere solicitat în urma unei schimbări bruște a puterii active. Toleranța factorului de putere solicitat se exprimă prin toleranța puterii reactive corespunzătoare, dar nu va depăși 1% din valoarea puterii maxime reactive a modulelor generatoare care intră în componența centralei;

vii. ORR în cooperare cu OTS și cu gestionarul centralei formate din module generatoare, precizează care dintre cele trei opțiuni privind modul de reglaj al puterii reactive (reglaj de tensiune, de putere reactivă sau de factor de putere) cu valorile de referință asociate trebuie aplicate, și ce alte echipamente sunt necesare pentru ca reglajul valorii de referință să poată fi realizat de la distanță;

(h) în ceea ce privește ierarhizarea contribuției puterii active sau reactive, OTS precizează care dintre acestea are prioritate în timpul defectelor pentru care se solicită capacitatea de trecere peste defect. Dacă se acordă prioritate contribuției puterii active, furnizarea acesteia se stabilește cel târziu la 150 ms de la începerea defectului;

(i) în ceea ce privește amortizarea oscilațiilor de putere, dacă acest lucru este specificat de către ORR la emiterea ATR-ului, centrala formată din module generatoare trebuie să fie capabilă să contribuie la amortizarea oscilațiilor de putere între centrala formată din module generatoare și punctul de racordare/delimitare, după caz. Caracteristicile sistemelor de reglaj al tensiunii și puterii reactive ale centralelor formate din module generatoare nu trebuie să afecteze în mod negativ atenuarea oscilațiilor de putere.

Art. 116.

(1) Gestionarul centralei formate din module generatoare, de categorie C trebuie să asigure continuitatea transmiterii mărimilor de stare și de funcționare, prevăzute la art.114, către ORR.

(2). Centrala formată din module generatoare, de categorie C racordată la RET se integrează în sistemul SCADA al ORR și asigură cel puțin schimbul de semnale: putere activă, putere reactivă, tensiunea și frecvența în punctul de racordare/delimitare, după caz, consemne pentru puterea activă și puterea reactivă, semnale de stare și comenzi pentru poziția întreruptorului și pentru poziția separatoarelor.

(3). Centrala formată din module generatoare, de categorie C racordată la RED se integrează atât în EMS-SCADA, cât și în DMS-SCADA. Integrarea în EMS-SCADA se asigură pentru cel puțin următorul schimb de semnale: putere activă, putere reactivă, tensiunea și frecvența în punctul de racordare/delimitare, după caz, consemne pentru puterea activă și puterea reactivă, semnale de stare și comenzi pentru poziția întreruptorului. Integrarea în EMS-SCADA se asigură prin două căi de comunicație independente, dintre care cel puțin una prin suport de fibră optică (stabilite prin ATR). Integrarea în DMS-SCADA se asigură pentru cel puțin următorul schimb de semnale: putere activă, putere reactivă, tensiunea și frecvența în punctul de racordare/delimitare, după caz, semnale de stare și comenzi pentru poziția întreruptorului și pentru poziția separatoarelor. Integrarea în DMS-SCADA se asigură prin cel puțin o cale de comunicație, de regulă prin suport de fibră optică (stabilită prin ATR).

Art. 117. Gestionarul centralei formate din module generatoare, de categorie C are obligația de a asigura compatibilitatea echipamentelor de schimb de date la nivelul interfeței cu sistemul SCADA al ORR, la caracteristicile solicitate de acesta.

Art. 118. În situația racordării mai multor centrale formate din module generatoare în același nod electric (bară colectoare), acestea trebuie să asigure, în comun, reglajul tensiunii în punctul de racordare/delimitare, după caz. Art. 119. În regim normal de funcționare al rețelei, centrala formată din module generatoare nu trebuie să producă în punctul de racordare/delimitare, după caz, variații rapide de tensiune mai mari de $\pm 5\%$ din tensiunea nominală a rețelei la care este racordată.

Art. 120. Indiferent de instalațiile auxiliare aflate în funcțiune și oricare ar fi puterea produsă, centrala formată din module generatoare trebuie să asigure în punctul de racordare/punctul de delimitare, după caz calitatea energiei electrice, în conformitate cu standardele în vigoare (standardele europene și standardul de performanță pentru prestarea serviciului de transport al energiei electrice și a serviciului de sistem, respectiv standardul pentru prestarea serviciului de distribuție a energiei electrice, după caz).

Art. 121. Centrala formată din module generatoare de categorie C este monitorizată din punct de vedere al calității energiei electrice în punctul de racordare/delimitare, după caz, pe durata testelor de verificare a conformității cu cerințele tehnice de racordare. ORR poate solicita, după caz, monitorizarea permanentă a calității energiei electrice în punctul de racordare/delimitare, după caz și integrarea echipamentului de monitorizare permanentă în sistemul propriu de monitorizare a calității energiei electrice.

Art. 122. Soluția de racordare a centralei formate din module generatoare, de categorie C nu trebuie să permită funcționarea acesteia în regim insularizat și trebuie să prevadă dotarea cu protecții care să declanșeze centrala formată din module generatoare la apariția unui asemenea regim.

2.3.4. Cerințe generale pentru modulele generatoare de categorie C

Art. 35. Modulele generatoare de categorie C trebuie să îndeplinească următoarele cerințe în ceea ce privește stabilitatea de frecvență:

(a) modulul generator trebuie să rămână conectat la rețea și să funcționeze în domeniile de frecvență și perioadele de timp prevăzute în tabelul 1C;

(b) (i) modulul generator trebuie să rămână conectat la rețea și să funcționeze la viteze de variație a frecvenței de 2 Hz/s pentru un interval de timp de 500 ms, de 1,5 Hz/s pentru un interval de timp de 1000 ms și de 1,25 Hz/s pentru un interval de timp de 2000 ms, în funcție de tipul de tehnologie, de puterea de scurtcircuit a sistemului în punctul de racordare (valoare precizată de ORR prin ATR) și de inerția disponibilă la nivelul zonei sincrone.

(ii) valorile de la pct. i) se comunică gestionarului grupului generator sincron, la emiterea ATR.

(iii) reglajele protecțiilor din punctul de racordare coordonate de ORR trebuie să permită funcționarea modulului generator pentru aceste profile de variație a frecvenței.

Tabelul 1C. Durata minimă în care un modul generator de categorie C trebuie să fie capabil să rămână conectat la rețea și să funcționeze la frecvențe care se abat de la valoarea nominală

Domeniul de frecvență	Durata de funcționare
47,5 Hz – 48,5 Hz	Minimum 30 de minute
48,5 Hz – 49 Hz	Minimum 30 de minute
49 Hz – 51 Hz	Nelimitat
51,0 Hz – 51,5 Hz	30 de minute

Art. 36. Modulele generatoare de categorie C trebuie să aibă capacitatea de a asigura un răspuns limitat la abaterile de frecvență, respectiv la creșterile de frecvență peste valoarea nominală de 50 Hz (RFA-CR) astfel:

(a) la creșterile de frecvență, modulul generator trebuie să scadă puterea activă produsă, corespunzător variației de frecvență, în conformitate cu figura 1C și cu următorii parametri:

i. pragul de frecvență de la care modulul generator asigură răspunsul la creșterea de frecvență este 50,2 Hz;

ii. valoarea statismului setat se situează între 2% și 12%, este stabilită la punerea în funcțiune a modulului generator și poate fi modificată de ORR prin dispoziții de dispecer, la punerea în funcțiune a modulului generator. De regulă valoarea statismului este de 5%.

iii. modulul generator trebuie să fie capabil să scadă puterea activă corespunzătoare variației de frecvență cu o întârziere inițială mai mică de 500 ms (denumită întârziere și notată t_1 în figura 5C). În cazul în care această întârziere este mai mare de 500 ms, gestionarul modulului generator justifică această întârziere, furnizând dovezi tehnice către OTS. Timpul de răspuns pentru scăderea de putere în cazul creșterii de frecvență trebuie să fie mai mic sau egal cu 2 secunde pentru o variație de putere de 50% din puterea activă maximă.

(b) la atingerea puterii corespunzătoare nivelului minim de reglaj, modulul generator trebuie să fie capabil:

- i. să stabilizeze puterea activată, într-un timp de maximum 20 secunde și să funcționeze în continuare la acest nivel (în limitele puterii admisibile date de sursa primară) sau
 - ii. să reducă în continuare puterea activă produsă, conform dispoziției de dispecer și în conformitate cu caracteristicile funcționale ale modulelor generatoare de același tip;
 - iii. să mențină nivelul de putere atins cu o abatere permisă de $\pm 5\%$ P_{max} , cât timp abaterea de frecvență se menține.
- (c) modulul generator trebuie să rămână în funcționare stabilă pe durata funcționării în modul RFA-CR, la creșteri ale frecvenței peste 50,2 Hz. Când RFA-CR este activ, consemnul RFA-CR prevalează asupra oricărei referințe a puterii active.

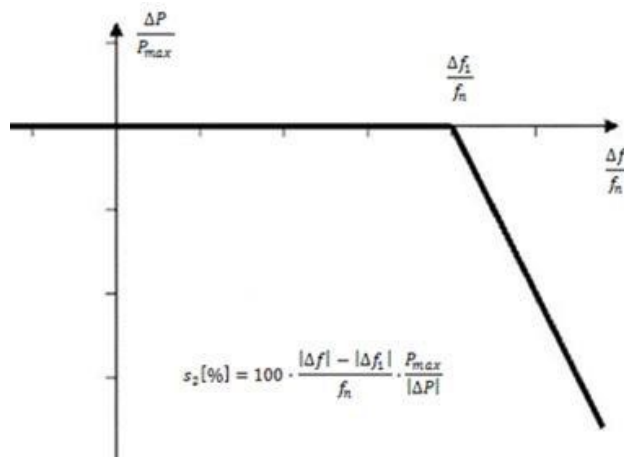


Fig. 1C. Capabilitatea de răspuns în putere activă la abaterile de frecvență în modul RFACR pentru modulele generatoare de categorie C

unde:

ΔP este variația puterii active produse de un modul generator;

P_{max} este referința de putere activă față de care se stabilește ΔP - și anume puterea maximă a modulului generator;

Δf este abaterea frecvenței în rețea;

f_n este frecvența nominală (50 Hz) în rețea.

În cazul creșterilor de frecvență, unde Δf este mai mare ca +200mHz față de valoarea nominală (50 Hz), modulul generator trebuie să scadă puterea activă în conformitate cu statistumul s_2 .

Art. 37. Modulul generator de categorie C trebuie să poată menține constantă valoarea puterii active mobilizate indiferent de variațiile de frecvență, în limita puterii oferite de sursa primară, cu excepția cazului în care modulul generator răspunde la creșterile de frecvență în conformitate cu Art. 36 sau are reduceri acceptabile de putere activă la scăderea frecvenței, în conformitate cu prevederile Art. 36, Art. 38 și Art. 39.

Art. 38. OTS stabilește reducerea de putere activă produsă de modulul generator de categorie C față de puterea activă maximă produsă (puterea admisibilă dată de sursa primară), ca urmare a scăderii frecvenței, în limitele admisibile prezentate în figura 2C, astfel:

(a) la scăderea frecvenței sub 49 Hz se admite reducerea puterii active maxime produse (admisibile, dată de sursa primară) în procent egal cu 2% din puterea activă maximă produsă la frecvența de 50 Hz, pentru fiecare scădere a frecvenței cu 1 Hz. Este admisă orice curbă de reducere a puterii active maxime produse în funcție de frecvență, care se situează deasupra liniei punctate;

Fig. 2C. Limitele admisibile ale reducerii de putere stabilite de OTS în cazul scăderii frecvenței

(b) se admite o reducere maximă a puterii active produse la scăderea frecvenței sub 49,5 Hz, cu un procent egal cu 10% din puterea activă maximă produsă la frecvența de 50 Hz, pentru fiecare scădere a frecvenței cu 1 Hz dacă frecvența este mai mică decât 49,5 Hz pentru o durată mai mare de 30 s. Este admisă orice curbă de reducere a puterii active maxime în funcție de frecvență, care se situează deasupra liniei continue.

Art. 39. (1). Reducerea admisibilă de putere activă față de puterea activă maximă produsă (puterea admisibilă dată de sursa primară), în cazul unor abateri de frecvență sub valoarea de 49,5 Hz, se stabilește:

(a) în condiții de mediu standard corespunzătoare temperaturii de 20 grade Celsius. După caz, gestionarul transmite ORR și OTS, diagrama de dependență a puterii active de temperatură pentru cel puțin un set de temperaturi: -10°C , 0°C , 15°C , 25°C , 30°C , 40°C ;

(b) în funcție de capacitatea tehnică a modulelor generatoare.

(2). Gestionarul modulului generator transmite ORR și OTS diagrama de dependență a puterii active de factorii de mediu (temperatură, presiune, iradianță solară respectiv viteza vântului, după caz) și datele tehnice referitoare la capacitatea tehnică a modulului generator, prevăzute în Anexa nr. 3 la prezenta normă tehnică.

(3). Datele prevăzute la alin. (2) se transmit în etapa de studiu de soluție aferentă procesului de racordare.

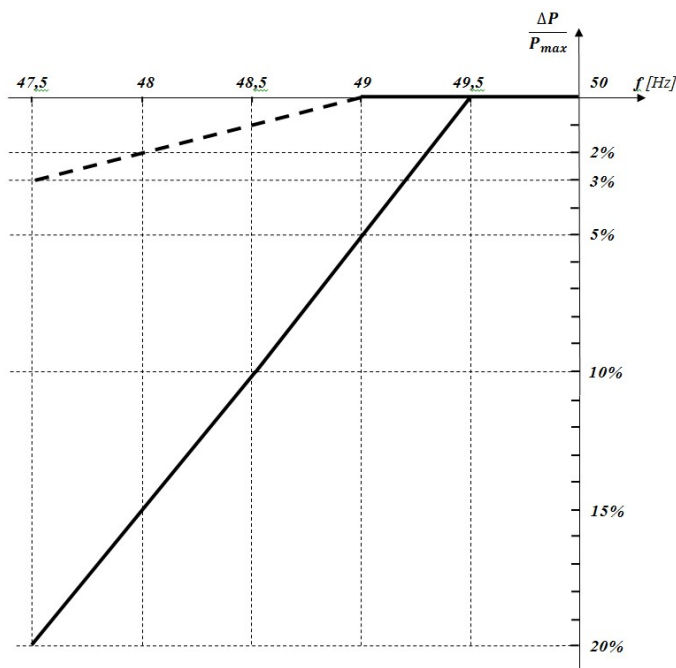


Fig. 2C. Limitele admisibile ale reducerii de putere stabilite de OTS în cazul scăderii frecvenței

Art. 40. (1). Sistemul de reglaj al puterii active al modulului generator de categorie C trebuie să permită modificarea referinței de putere activă în conformitate cu dispozițiile date gestionarului modulului generator de către ORR sau OTS.

(2). Timpul de atingere a referinței de putere activă sau viteza de variație a puterii active la modificarea referinței se încadrează în domeniul $(10\div 30)\% P_{max}/min$ în funcție de tehnologie, timpul mort (timpul scurs până la mișcarea motorului primar) este de maximum 1 secundă și toleranța de realizare a referinței este de $5\% P_{max}$.

Art. 41. În cazul în care echipamentele automate de reglaj la distanță sunt indisponibile, se permite reglajul local.

Art. 42. (1). ORR stabilește condițiile în care un modul generator de categorie C se conectează automat la rețea, după ce acestea au fost agreeate cu OTS.

(2). Cerințele prevăzute la alin. (1) includ:

(a) domeniile de frecvență în care este admisă conectarea automată respectiv $(47,5\div 51)$ Hz, domeniul de tensiune $(0,9-1,1)$ Un, timpul de observare/validare și menținere a parametrilor măsurați în domeniul precizat de maximum 300 secunde;

(b) rampa admisă pentru creșterea puterii active după conectare ($\leq 20\% P_{max}/min$), de regulă $10\% P_{max}/min$ (valoarea setată se alege în intervalul indicat de producătorul modulului generator).

Art. 43. Modulele generatoare de categorie C trebuie să asigure răspunsul limitat la abaterile de frecvență în cazul scăderii frecvenței (RFA-SC) astfel:

(a) trebuie să poată mobiliza puterea activă ca răspuns la scăderea frecvenței sub un prag de frecvență de 49,8 Hz și cu un statism stabilit de OTS pentru fiecare modul generator la PIF sau prin dispoziții de dispecer în limitele $(2\div 12)\%$, de regulă la valoarea de 5%, ceea ce corespunde unei mobilizări de putere activă de 8% P_{max} , în conformitate cu figura 3C;

(b) furnizarea puterii active ca răspuns la scăderea frecvenței (în modul RFA-SC), trebuie să țină seama, după caz, de:

i. diagrama dependenței puterii active produse de condițiile de mediu;

ii. cerințele de funcționare a modului generator, în special limitările privind funcționarea în apropierea puterii active maxime în cazul unei frecvențe scăzute și impactul condițiilor externe de funcționare, în conformitate cu prevederile Art. 38 și Art. 39;

(c) activarea răspunsului în putere activă la abaterile de frecvență nu trebuie întârziată în mod nejustificat. În cazul în care întârzierea, denumită timp mort și notată cu t_1 în figura 5C, este mai mare de 500 ms, gestionarul modului generator trebuie să justifice OTS această întârziere;

(d) la funcționarea în modul RFA-SC, modulul generator trebuie să asigure o creștere de putere până la puterea maximă/admisibilă în funcție de sursa primară de energie. Timpul de răspuns la creșterea de putere pentru module generatoare, cu excepția turbinelor eoliene, trebuie să fie mai mic sau egal cu 10 secunde la o variație de putere de maximum 50% din puterea maximă. Pentru turbinele eoliene timpul de răspuns trebuie să fie mai mic sau egal cu 5 secunde pentru o variație de putere de 20% din puterea maximă, dacă punctul de funcționare de plecare este mai mare de 50% din puterea maximă. Se acceptă timpi de creștere a puterii active mai mari de 5 secunde, dacă punctul de funcționare de plecare este mai mic de 50% din puterea maximă. Această situație se justifică de gestionar. Atingerea valorii de referință se realizează într-un timp de maximum 30 secunde și cu o toleranță de maximum $\pm 5\%$ din P_{max} ;

(e) modulul generator trebuie să funcționeze stabil în timpul modului RFA-SC pe durata unor frecvențe mai mici de 49,8 Hz.

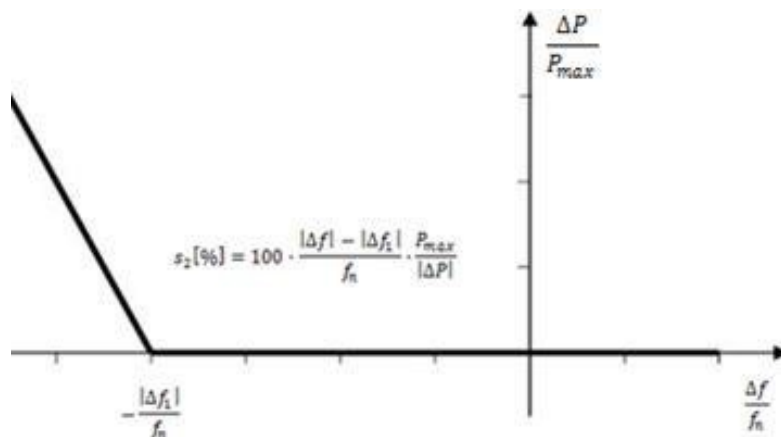


Fig. 3C. Capabilitatea de răspuns în putere activă la abaterile de frecvență în modul RFA-SC pentru modulele generatoare de categorie C

unde:

P_{max} este referința de putere activă față de care se stabilește ΔP - și anume puterea maximă a modului generator;

ΔP este variația puterii active produsă de modulul generator;

f_n este frecvența nominală (50 Hz) în rețea și

Δf este abaterea frecvenței în rețea.

În cazul scăderilor de frecvență sub 49,8 Hz, unde Δf este mai mic ca -200 mHz, modulul generator trebuie să crească puterea activă în conformitate cu statismul s_2 .

Art. 44. În cazul în care modul RFA este activ, în condițiile oferite de sursa primară, modulul generator de categorie C, trebuie să îndeplinească în mod cumulativ, suplimentar cerințelor

prevăzute la Art. 43 conform figurii nr. 4C, următoarele cerințe:

- (a) să furnizeze RFA, în conformitate cu parametrii stabiliți de OTS, în domeniile de valori prevăzute în tabelul 2C, astfel:
- în cazul creșterii frecvenței față de valoarea de 50 Hz, răspunsul în putere activă la abaterea de frecvență este limitat la nivelul minim de reglare a puterii active;
 - în cazul scăderii frecvenței față de valoarea de 50 Hz, răspunsul în putere activă la abaterea de frecvență este limitat la puterea activă maximă disponibilă dată de sursa primară.
 - furnizarea efectivă a răspunsului în putere activă la abaterea de frecvență depinde de condițiile externe și de funcționare ale modulului generator în momentul mobilizării puterii active, respectiv de limitările date de funcționarea modulului generator, în condițiile sursei primare, în cazul scăderii frecvenței.
- (b) să poată modifica banda moartă de frecvență și statismul, la dispoziția OTS. De regula valoarea statismului s_1 este de 5%, ceea ce corespunde unei mobilizări de putere activă de 8% P_{\max} ;
- (c) în cazul variației treaptă a frecvenței, să fie capabil să activeze integral puterea activă necesară ca răspuns la abaterea de frecvență, până la sau peste linia din figura 5C, în conformitate cu parametrii prevăzuți în tabelul 3C, în absența limitărilor de ordin tehnologic și anume: cu o întârziere (t_1) de 500 ms în cazul modulelor generatoare fără inerție, sau mai mare de 2 secunde în cazul modulelor generatoare cu inerție și un timp de activare de maximum 10 secunde (t_2), în limita puterii oferite de sursa primară;
- (d) activarea inițială a puterii active nu trebuie să fie întârziată în mod nejustificat. În cazul în care întârzierea la activarea inițială a puterii active este mai mare de 500 ms în cazul modulelor generatoare fără inerție sau mai mare de 2 secunde în cazul modulelor generatoare cu inerție, gestionarul modulului generator trebuie să furnizeze dovezi tehnice care să demonstreze motivele pentru care este necesară o perioadă mai lungă de timp;
- (e) trebuie să aibă capacitatea de a furniza puterea activă corespunzător abaterii de frecvență pe o durată de 15-30 minute specificată de OTS, în funcție de disponibilitatea sursei primare;
- (f) reglajul puterii active nu trebuie să aibă niciun impact negativ asupra răspunsului la abaterile de frecvență;
- (g) în cazul participării la procesul de restabilire a frecvenței la valoarea de referință sau/și a puterilor de schimb la valorile programate, modulul generator trebuie să asigure funcții specifice pentru realizarea acestor servicii, stabilite prin proceduri elaborate de OTS.

Tabelul 2C. Parametrii de răspuns în putere activă la abaterea de frecvență (a se vedea figura 5C)

Parametri		Intervale
Variația puterii active raportată la puterea maximă $\frac{ \Delta P_1 }{P_{\max}}$		(2÷10) %
Zona de insensibilitate pentru răspunsul la abaterea de frecvență	$ \Delta f_i $	10 mHz
	$\frac{ \Delta f_i }{f_n}$	0,02 – 0,06%
Bandă moartă pentru răspunsul la abaterea de frecvență* După calificarea grupurilor pentru furnizarea rezervei de stabilizare a frecvenței (RSF) această valoare se setează la 0 mHz pentru grupurile furnizoare de RSF, iar la celelalte grupuri OTS va decide valoarea diferit de 0 mHz astfel încât impactul asupra reglajului de frecvență să fie minim		0 mHz
Statism s_1		(2 ÷ 12)%

Tabelul 3C. Parametrii pentru activarea integrală a puterii active ca răspuns la abaterea treaptă de frecvență (a se vedea figura 5C)

Parametri	Intervale sau valori
Variația de putere activă mobilizată, raportată la puterea maximă (domeniul răspuns la variația de frecvență) $\frac{ \Delta P_1 }{P_{\max}}$	(1,5÷10)%
Pentru modulele generatoare cu inerție, întârzierea inițială maximă admisibilă t_1 , cu excepția cazului în care sunt admise de către OTS perioade mai lungi de activare, în baza dovezilor tehnice furnizate de gestionarul modulului generator	2 secunde
Pentru modulele generatoare fără inerție, întârzierea inițială maximă admisibilă t_1 , cu excepția cazului în care se justifică altfel în conformitate cu articolul 44 litera (d)	500 ms
Valoarea maximă admisibilă a timpului de activare integrală t_2 , cu excepția cazului în care sunt admise de către OTS perioade mai lungi de activare din motive de stabilitate a sistemului	10 secunde

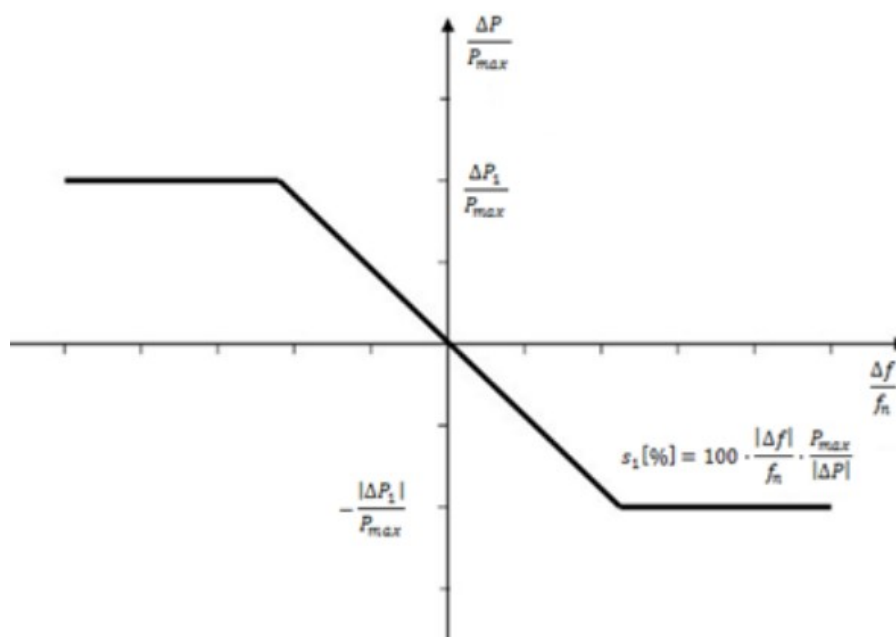


Fig. 4C. Capabilitatea de răspuns la abaterile de frecvență a modulelor generatoare de categorie C în regim RFA, în cazul în care zona de insensibilitate și bandă moartă sunt zero unde:

ΔP este variația puterii active produse de modulul generator;

P_{\max} este referința de putere activă față de care se stabilește ΔP - și anume puterea maximă a modulului generator;

Δf este abaterea frecvenței în rețea;

f_n este frecvența nominală (50 Hz) în rețea.

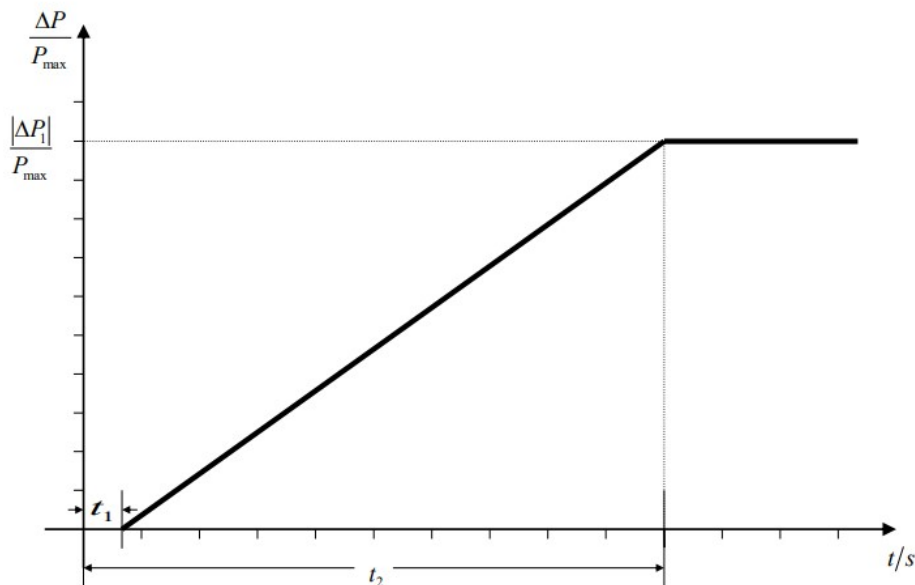


Fig. 5C. Capabilitatea de răspuns la abaterile de frecvență

unde:

P_{max} este referința de putere activă față de care se stabilește ΔP - și anume puterea maximă a modului generator;

ΔP este variația de putere activă a modului generator. Modulul generator trebuie să activeze o putere activă ΔP până la punctul ΔP_1 în conformitate cu timpii t_1 și t_2 , valorile ΔP_1 , t_1 și t_2 fiind stabilite de OTS, în conformitate cu prevederile din tabelul 3C;

t_1 este întârzierea inițială (timpul mort);

t_2 este durata până la activarea completă a puterii active.

Art. 45.

(1). Monitorizarea în timp real a răspunsului automat al modului generator de categorie C la abaterile de frecvență trebuie să fie asigurată prin transmiterea în timp real și în mod securizat, de la o interfață a modului generator la centrul de dispecer al ORR, la cererea acestuia, cel puțin a următoarelor semnale:

- i. semnalul de stare de funcționare cu/fără răspuns automat la abaterile de frecvență;
- ii. puterea activă de referință (programată);
- iii. valoarea reală a puterii active;
- iv. banda moartă în răspunsul de putere – frecvență;
- v. setările parametrilor aferenți modului reglaj de frecvență activ.

(2). i. ORR stabilește semnalele suplimentare care urmează să fie furnizate de către modulul generator prin intermediul dispozitivelor de monitorizare și înregistrare pentru verificarea performanței furnizării răspunsului în putere activă la abaterile de frecvență;

- ii. Semnalele suplimentare sunt: frecvența în punctul de racordare/delimitare, după caz, semnalele de stare și comenzile poziției întreruptorului și poziției separatoarelor;
- iii. Gestionarul modului generator asigură transmiterea semnalelor prin una/două căi de comunicație independente (stabilite prin ATR); de regulă, calea principală este asigurată prin suport de fibră optică.

(3). Setările parametrilor aferenți modului reglaj de frecvență activă și stismul se stabilesc prin dispoziții de dispecer.

Art. 46. Modulele generatoare de categorie C îndeplinesc următoarele cerințe referitoare la stabilitatea de tensiune:

(a) trebuie să fie capabile să se deconecteze automat atunci când tensiunea la punctul de racordare/delimitare, după caz, depășește limitele specificate de ORR în domeniul $(0,85 \div 1,1)U_n$.

(b) cerințele și setările pentru deconectarea automată a modulelor generatoare se stabilesc de către ORR în coordonare cu OTS.

Art. 47. Modulele generatoare de categorie C îndeplinesc următoarele **cerințe de stabilitate în funcționare**, referitoare la:

(a) *capabilitatea de trecere peste defect, în cazul defectelor simetrice:*

i. *modulul generator trebuie să fie capabil să rămână conectat la rețea, continuând să funcționeze în mod stabil după un defect în rețea eliminat corect, în conformitate cu dependența tensiune-timp descrisă în figura 6C, raportată la punctul de racordare/delimitare, după caz, și descrisă de parametrii din tabelul 4C;*

ii. *diagrama de evoluție a tensiunii în timp reprezintă limita inferioară permisă a evoluției tensiunii de linie a rețelei în punctul de racordare/delimitare, după caz, la apariția unui defect simetric, ca funcție de timp înainte de defect, în timpul defectului și după defect;*

iii. *OTS stabilește și face publice condițiile înainte și după defect pentru capabilitatea de trecere peste defect, în ceea ce privește:*

1. *calculul puterii minime de scurtcircuit înainte de defect în punctul de racordare/delimitare, după caz;*

2. *punctul de funcționare al modulului generator ca putere activă și reactivă înainte de defect în punctul de racordare/delimitare, după caz, și tensiunea în punctul de racordare/delimitare, după caz; și*

3. *calculul puterii minime de scurtcircuit după defect în punctul de racordare/delimitare, după caz.*

iv. *la solicitarea unui gestionar de modul generator, ORR furnizează condițiile înainte și după defect (ca valori relevante rezultate din cazuri tipice) care se iau în considerare pentru capabilitatea de trecere peste defect ca rezultat al calculelor din punctul de racordare/delimitare, după caz, așa cum se prevede la pct. iii), privind:*

1. *puterea minimă de scurtcircuit înainte de defect în punctul de racordare/delimitare, după caz, exprimată în MVA;*

2. *punctul de funcționare al modulului generator înainte de defect, exprimat prin putere activă, putere reactivă și tensiune în punctul de racordare/delimitare, după caz; și*

3. *puterea minimă de scurtcircuit după defect în punctul de racordare/delimitare, după caz, exprimată în MVA.*

v. *modulul generator trebuie să rămână conectat la rețea și să continue să funcționeze stabil în cazul în care variația reală a tensiunii de linie a rețelei în punctul de racordare/delimitare, după caz, pe durata unui defect simetric, având în vedere condițiile existente înainte și după defect prevăzute la punctele iii) și iv), depășește limita inferioară prevăzută la punctul. ii), cu excepția declanșărilor prin protecțiile împotriva defectelor electrice interne. Schemele și setările sistemelor de protecție împotriva defectelor electrice interne nu trebuie să pericliteze performanța capacității de trecere peste defect;*

vi. *cu luarea în considerare a cerințelor prevăzute la punctul v), gestionarul modulului generator stabilește protecția la tensiune minimă (fie capabilitatea de trecere peste defect, fie tensiunea minimă definită la punctul de racordare/delimitare, după caz) în conformitate cu domeniul maxim de tensiune aferent modulului generator, cu excepția cazului în care ORR solicită un domeniu de tensiune mai restrâns. Setările sunt justificate de gestionarul modulului generator în conformitate cu acest principiu;*

(b) *capabilitatea de trecere peste defect în cazul defectelor asimetrice trebuie să respecte prevederile lit. (a), pct. i, pentru defecte simetrice;*

(c) *menținerea funcționării stabile în orice punct al diagramei de capabilitate P-Q în cazul oscilațiilor de putere între centrală și punctul de racordare/delimitare, după caz;*

(d) *modulele generatoare trebuie să rămână conectate la rețea fără a reduce puterea (în limitele date de sursa primară), atâta timp cât frecvența și tensiunea se încadrează în limitele prevăzute în tabelul 1C, respectiv $\pm 10\%$ Un a rețelei la care este racordat;*

(e) *modulele generatoare trebuie să rămână conectate la rețea în cazul acțiunii RAR monofazat sau trifazat pe liniile din rețeaua buclată la care sunt racordate. Detaliile tehnice specifice fac obiectul coordonării și dispozițiilor privind sistemele de protecție și setările convenite cu ORR.*

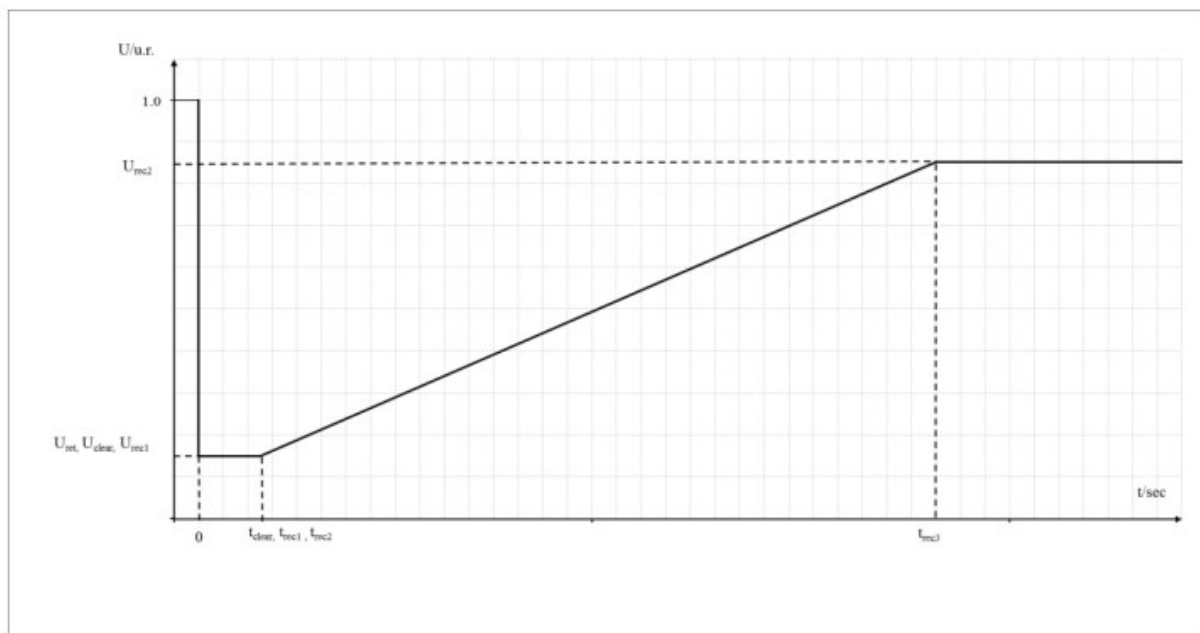


Fig. 6C. Diagrama de capabilitate privind trecerea peste defect a unui modul generator de categorie C

Notă: Diagrama din fig. 6C. reprezintă limita inferioară a graficului de evoluție în timp a tensiunii în punctul de racordare/delimitare, după caz, exprimată ca raport între valoarea curentă și valoarea de referință, exprimată în unități relative, înainte, în timpul și după eliminarea unui defect. Tensiunea U_{ret} este tensiunea reziduală în timpul unui defect în punctul de racordare/delimitare, după caz, t_{clear} este momentul în care defectul a fost eliminat. U_{rec1} , U_{rec2} , t_{rec1} , t_{rec2} și t_{rec3} reprezintă anumite puncte ale limitelor inferioare ale tensiunii reziduale după eliminarea defectului.

Tabelul 4C. Parametrii referitori la capabilitatea de trecere peste defect la modulele generatoare de categorie C

Parametrii tensiunii [u.r]		Parametrii de timp [secunde]	
U_{ret} :	0,15	t_{clear} :	0,25
U_{clear} :	0,15	t_{rec1} :	0,25
U_{rec1} :	0,15	t_{rec2} :	0,25
U_{rec2} :	0,85	t_{rec3} :	3

Art. 48.

(1). Modulele generatoare de categorie C trebuie să îndeplinească următoarele cerințe în ceea ce privește **restaurarea sistemului**:

(a) trebuie să fie capabile să se reconecteze la rețea după o deconectare accidentală cauzată de un eveniment în rețea, în condițiile definite de OTS. De regulă, reconectarea automată se realizează în domeniul de frecvență (47,5÷50,5) Hz, de tensiune (0,85÷1,1) Un și cu un timp de observare/validare de maximum 300s;

(b) instalarea sistemelor de reconectare automată este supusă unei avizări prealabile atât la ORR, cât și la OTS, în vederea specificării condițiilor de reconectare automată.

(c) trebuie să îndeplinească cerințele referitoare la capabilitatea de resincronizare rapidă: în cazul deconectării de la rețea, modulul generator trebuie să se poată resincroniza rapid, de regulă în mai puțin de 15 minute, în conformitate cu planul de protecții convenit cu ORR, în limita posibilităților tehnice ale modulelor generatoare;

(2). Cerințele și condițiile pentru reconectarea automată prevăzute la alin. (1)., literele (a) și (b) sunt aduse la cunoștința gestionarului modulului generator în procesul de racordare la rețea.

Art. 49. Modulele generatoare de categorie C trebuie să îndeplinească următoarele **cerințe generale de operare** referitoare la:

(a) schemele de control și automatizare cu setările aferente:

- i. schemele de control și automatizare precum și setările acestora, inclusiv parametri de reglaj, necesare calculelor de stabilitate a rețelei și analizei măsurilor de urgență, trebuie să fie transmise de gestionarul modulului generator la ORR, respectiv la OTS cu cel puțin 3 luni înainte de punerea sub tensiune pentru începerea perioadei de probe pentru a fi coordonate și convenite între OTS, ORR și gestionarul modulului generator;
- ii. orice modificări ale schemelor de reglaj și automatizare și ale setărilor aferente, prevăzute la punctul (i), ale diverselor dispozitive de control sau reglaj ale modulului generator trebuie să fie coordonate și convenite între OTS, ORR și gestionarul modulului generator.

(b) schemele de protecție electrică și setările aferente:

- i. sistemele de protecție necesare pentru modulul generator și pentru rețeaua electrică, precum și setările relevante pentru modulul generator trebuie să fie coordonate și aprobate de ORR și de gestionarul modulului generatoare, în procesul de racordare. Funcțiile protecțiilor se dispun de către ORR care poate solicita un alt reglaj de protecție față de cel propus de gestionar. Sistemele de protecție și setările acestora pentru defectele electrice interne nu trebuie să pericliteze performanța modulului generator.

Sistemele de protecție și automatizare respectă cel puțin următoarele cerințe:

- trebuie să asigure protecția împotriva defectelor interne ale modulului generator și împotriva defectelor și regimurilor anormale de funcționare din rețeaua electrică unde acesta este racordat;

- trebuie să fie performante, de fiabilitate ridicată și organizate în grupe cu funcționalitate redundantă; protecțiile trebuie să fie selective, sensibile, capabile să detecteze defecte interne și externe, să fie separate fizic și galvanic de la sursele de alimentare cu tensiune operativă, de la transformatoarele de măsură de tensiune și curent și până la dispozitivele de execuție a comenzilor. Sistemul de protecții electrice trebuie să fie prevăzut cu funcții extinse de autotestare și auto-diagnoză și cu funcții de înregistrare a evenimentelor și de oscilografare. Sistemul de protecții electrice trebuie prevăzut cu interfețe standard de comunicație pentru integrarea la un sistem local de achiziție date, supraveghere și control;

- sistemul de protecții electrice împotriva defectelor interne trebuie să fie capabil să sesizeze, cel puțin curenții de scurtcircuit la modulul generator, asimetria de curenți, tensiunea maximă/minimă la bornele modulului generator, frecvența maximă/minimă la bornele modulului generator;

- sistemul de protecții electrice împotriva defectelor externe, ca protecții de rezervă, trebuie să fie capabil să sesizeze cel puțin scurtcircuiturile simetrice și asimetrice din rețeaua electrică unde este racordat modulul generator, oscilațiile de putere, asimetria de curenți, suprasarcinile electrice de curent și de tensiune.

ii. protecția electrică a modulului generator are întâietate față de dispozițiile de dispecer, ținând seama de siguranța în funcționare a sistemului, de sănătatea și securitatea personalului și a publicului, precum și de atenuarea oricărei avarii survenite la modulul generator.

iii. ORR și gestionarul modulului generator se coordonează și convin ca sistemele de protecție să asigure, cel puțin, protecția la următoarele defecte, astfel:

A. protecțiile modulului generator, ale transformatorului ridicător de tensiune sunt asigurate de către gestionarul modulului generator, pentru:

1. defecte interne ale modulului generator, (scurtcircuite și puneri la pământ);
 2. defecte interne ale transformatorului ridicător de tensiune;
 3. scurtcircuite sau puneri la pământ pe linia electrică de racord în rețeaua electrică a puterii produse;
 4. scurtcircuite sau puneri la pământ în rețeaua electrică, ca protecție de rezervă;
 5. tensiune maximă și minimă la bornele modulului generator.
-

B. protecțiile asigurate de gestionarul modulului generator și/sau de ORR, după caz:

1. scurtcircuite sau puneri la pământ pe linia de racord în rețeaua electrică a puterii produse;
2. tensiunea maximă și minimă în punctul de racordare/delimitare, după caz;
3. frecvența maximă și minimă în punctul de racordare/delimitare, după caz;
4. scurtcircuite sau puneri la pământ în rețea, ca protecție de rezervă.

iv. modificările schemelor de protecție necesare pentru modulul generator și pentru rețeaua electrică și ale setărilor relevante pentru elementele generatoare se convin în prealabil între ORR și gestionarul modulului generator;

(c) dispozitivele de protecție și control se organizează de gestionarul modulului generator în conformitate cu următoarea ierarhie a priorităților:

- i. protecția rețelei electrice și a modulului generator;
- ii. reglajul de frecvență (în cadrul reglajului puterii active);
- iii. restricții de putere; iv. limitarea rampelor de variație a puterii.

(d) schimbul de informații:

i. modulele generatoare trebuie să fie capabile să schimbe informații în timp real sau periodic cu ORR conform dispozițiilor emise de ORR sau de OTS;

ii. ORR, în coordonare cu OTS, stabilește conținutul schimburilor de informații, inclusiv o listă exactă a datelor care trebuie furnizate OTS de către ORR și de către gestionarul modulului generator. Datele transmise în timp real sunt: puterea activă, puterea activă programată, după caz, puterea reactivă, tensiunea și frecvența în punctul de racordare/delimitare, după caz, semnale de stare și comenzile privind poziția întreruptorului și poziția separatoarelor și semnalul de stare de funcționare cu/fără răspuns automat la abaterile de frecvență. Gestionarul modulului generator asigură transmiterea semnalelor prin una/două căi de comunicație independente (stabilite prin ATR); de regulă, calea principală este asigurată prin suport de fibră optică.

(e) posibilitatea modulului generator să se deconecteze de la rețea în mod automat la pierderea stabilității în funcționare. Criteriile de deconectare, de tipul protecției împotriva asimetriei de curent, întreruperii unei faze și timpul critic de deconectare, se convin între gestionarul modulului generator, ORR și OTS.

(f) dispozitivele de măsură și control:

i. modulele generatoare trebuie să fie dotate cu dispozitive care să asigure înregistrarea defectelor și monitorizarea comportamentului dinamic în sistem, acestea fiind de regulă osciloperturbografe sau echipamente care pot înlocui funcțiile asigurate de osciloperturbografe. Aceste dispozitive trebuie să asigure înregistrarea următorilor parametri:

1. tensiunile pe toate cele trei faze;
2. curentul pe fiecare fază;
3. puterea activă pe toate cele trei faze;
4. puterea reactivă pe toate cele trei faze;
5. frecvența.

ORR are dreptul să stabilească performanțele parametrilor puși la dispoziție prin intermediul dispozitivelor menționate anterior, cu condiția convenirii prealabile a acestora cu gestionarul modulului generator.

ii. setările echipamentului de înregistrare a defectelor, inclusiv criteriile de pornire a înregistrării și ratele de eșantionare se stabilesc de comun acord între gestionarul modulului generator și ORR la momentul PIF și se consemnează prin dispoziții scrise. Acestea cuprind și un criteriu de detectare a oscilațiilor, stabilit de OTS;

iv. ORR, OTS și gestionarul modulului generator stabilesc de comun acord includerea unui criteriu de detectare a oscilațiilor pentru monitorizarea comportamentului dinamic al sistemului, stabilit de OTS cu scopul de a detecta oscilațiile cu amortizare insuficientă (neamortizate);

iv. sistemul de monitorizare a comportamentului dinamic al sistemului trebuie să permită accesul la informații al gestionarului modulului generator și al ORR. Protocoalele de

comunicare pentru datele înregistrate sunt stabilite de comun acord între gestionarul modulului generator, ORR și OTS înainte de alegerea echipamentelor pentru monitorizare.

(g) modelele de simulare a funcționării modulului generator:

i. la solicitarea ORR sau a OTS, gestionarul modulului generator trebuie să furnizeze modele de simulare a funcționării modulului generator, care să reflecte comportamentul modulului generator atât în regim staționar, cât și dinamic (inclusiv pentru fenomene electromagnetice tranzitorii, dacă este solicitat). Modelele furnizate trebuie să fie validate de rezultatele testelor de conformitate. Gestionarul modulului generator transmite ORR sau OTS rezultatele testelor de tip pentru modulul generator, dovedite prin certificate de verificare recunoscute pe plan european, realizate de un organism de certificare autorizat;

ii. modelele furnizate de gestionarul modulului generator trebuie să conțină următoarele sub-modele, în funcție de componentele individuale:

1. modelul panoului fotovoltaic, turbinei eoliene etc. și al convertoarelor;
2. reglajul puterii active;
3. reglajul tensiunii;
4. modelele protecțiilor modulului generator, așa cum au fost convenite între ORR și gestionarul modulului generator;
5. modelul invertoarelor, gupurilor generatoare eoliene, după caz.

iii. la solicitarea ORR, menționată la punctul i), OTS specifică:

1. formatul în care trebuie să fie furnizate modelele de simulare, inclusiv programul de calcul utilizat;
2. documentația privind structura unui model matematic și schema electrică;
3. estimarea puterii minime și maxime de scurtcircuit în punctul de racordare/delimitare, după caz, exprimată în MVA, ca echivalent de rețea.

iv. gestionarul modulului generator furnizează ORR, la cerere, înregistrări ale performanțelor modulului generator. ORR sau OTS poate face o astfel de solicitare, în vederea comparării răspunsului modelelor și simulărilor pe model realizate cu înregistrările reale de funcționare.

(h) montarea de dispozitive pentru operarea sistemului și a dispozitivelor pentru siguranța în funcționare a sistemului, în cazul în care ORR sau OTS consideră că la un modul generator este necesar să instaleze dispozitive suplimentare pentru a menține sau restabili funcționarea acestuia sau siguranța în funcționare a sistemului. ORR și gestionarul modulului generator, împreună cu OTS analizează și convin asupra soluției adecvate;

(i) limitele minime și maxime pentru viteza de variație a puterii active (limitele rampelor) în ambele direcții, la creștere și la scădere, sunt stabilite pentru modulul generator de către ORR, în coordonare cu OTS, luând în considerare caracteristicile sursei primare. De regulă, viteza de variație este în domeniul $(10\div 30)\% P_{\text{max}}/\text{minut}$, egală în ambele direcții (la creștere, respectiv la scădere);

(j) legarea la pământ a punctului neutru pe partea spre rețea a transformatoarelor ridicătoare de tensiune trebuie să respecte specificațiile ORR.

Art. 50.

(1) Gestionarul modulului generator de categorie C trebuie să asigure continuitatea transmiterii mărimilor de stare și de funcționare, prevăzute la Art. 49 lit. (d) către ORR.

(2) Modulul generator de categorie C se integrează în sistemul DMS-SCADA al ORR asigurând cel puțin schimbul de semnale: putere activă, putere reactivă, tensiunea și frecvența în punctul de racordare/delimitare, după caz, consemne pentru puterea activă și puterea reactivă, semnale de stare și comenzi pentru poziția întreruptorului și pentru poziția separatoarelor.

(3) Gestionarul modulului generator de categorie C asigură transmiterea semnalelor prin una/două căi de comunicație independente (stabilite prin ATR). De regulă, calea principală este asigurată prin suport de fibră optică.

Art. 51. Gestionarul modului generator de categorie C are obligația de a asigura compatibilitatea echipamentelor de schimb de date la nivelul interfeței cu sistemul DMS-SCADA al ORR, la caracteristicile solicitate de acesta.

Art. 52. În situația racordării mai multor module generatoare în același nod electric (bară), pentru care suma puterilor instalate ale tuturor surselor de producere a energiei electrice depășește puterea maximă a categoriei C, acestea trebuie să asigure, în comun, reglajul tensiunii în punctul de racordare/delimitare, după caz.

Art. 53. În regim normal de funcționare al rețelei electrice, modulul generator nu trebuie să producă în punctul de racordare/delimitare, după caz, variații rapide de tensiune mai mari de $\pm 5\%$ din tensiunea nominală a rețelei electrice la care este racordat.

Art. 54. Indiferent de instalațiile auxiliare aflate în funcțiune și oricare ar fi puterea produsă, modulul generator trebuie să asigure în punctul de racordare/delimitare, după caz, calitatea energiei electrice în conformitate cu standardele în vigoare (standardele europene și standardul de performanță pentru prestarea serviciului de transport al energiei electrice și a serviciului de sistem, respectiv standardul pentru prestarea serviciului de distribuție a energiei electrice, după caz).

Art. 55. Modulul generator este monitorizat din punct de vedere al calității energiei electrice în punctul de racordare/delimitare, după caz, pe durata testelor de verificare a conformității cu cerințele tehnice de racordare. ORR poate solicita, după caz, monitorizarea permanentă a calității energiei electrice în punctul de racordare/delimitare, după caz și integrarea echipamentului de monitorizare permanentă în sistemul propriu de monitorizare a calității energiei electrice.

2.4. Date privind centrala Cojani 2 echipata cu grupuri generatoare fotovoltaice si instalatii de stocare

Centrala Cojani 2 proiectata va avea $P_i=15\text{MW}$ si va fi echipata cu grupuri generatoare fotovoltaice avand $P_i=12\text{MW}$ si instalatii de stocare(IS) avand $P_i=3\text{MW}$.

Pentru realizarea grupurilor generatoare fotovoltaice s-a ales de catre investitor varianta utilizarii de panouri fotovoltaice de tip LG 405W bifaciale, montate in sistem fix.

Modulele fotovoltaice generatoare vor utiliza invertore *Solar Edge de tipul SE82.8K(145buc)* cu o putere $82,8\text{kW(c.a.)}/82,8...111,75\text{kW(c.c.)}$, corespunzatoare puterii maxim simultan debitate de 220 panouri din fotovoltaice (1 inverter la $89,1\text{kWp}$).

Specificatiile tehnice ale inverterului SE 82.8K, puse la dispozitie de beneficiar, sunt prezentate in partea introductiva a studiului de soluție.

Centrala fotovoltaica Cojani 2 realizata din grupuri generatoare fotovoltaice proiectata va fi compusa din urmatoarele :

- 1 câmp fotovoltaic, format din 31900 panouri fotovoltaice de tip LG bifaciale, $0,405\text{kW}$, care vor produce energie electrică de tensiune continuă;
- un numar de 145 invertore tip *Solar Edge SE82.8K*, $82,8\text{kW/buc}$, distribuite uniform in interiorul parcului, care fac conversia din tensiune continuă in tensiune alternativă;
- Cabluri LES JT, cc si ca interioare parcului, cutii sumatoare, cutii de conexiuni JT;
- 12 posturi de transformare $20/0,4\text{kV}$, $1 \times 1250\text{kVA}$, care includ cate un transformator de $1 \times 1250\text{kVA}$ care transforma de la tensiunea de $0,4\text{kV}$ la tensiunea de 20kV , tablou de distributie joasa, celule 20kV , tablou SI c.a. – c.c. pentru asigurarea tensiunilor necesare functionarii blocurilor numerice de protectie si control;
- puncte de conexiuni 20kV , echipate functie de solutiilor de racordare prezentate si solutiei de racordare aprobate;
- Cabluri LES 20kV de legatura intre PTAB-uri, PC-uri 20kV si racordarea la RED 20kV conform solutiilor de racordare prezentate si solutiei de racordare aprobate.

Cabluri de curent alternativ

Acestea se compun din:

- Cablurile care vor alimenta dulapurile de joasă tensiune din posturile de transformare, servicii interne PTAB-uri și PC-uri 20kV;
- Cablurile de iluminat exterior;
- Cablurile de 20 kV, acestea vor conecta posturile transformare între ele și la punctele de conexiune, respectiv punctul de conexiune la LEA 20kV/ celulele din stația de transformare. Acestea cabluri se vor poza în pământ în profil „M”, iar dacă este cazul, la subtraversări de drumuri cablurile se vor proteja în tuburi de protecție din PVC înglobate în beton, în profil „T”.

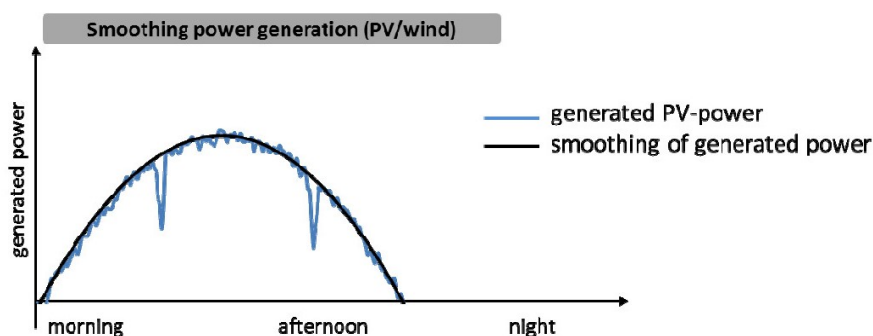
În cadrul studiului de soluție au fost analizate, dimensionate și evaluate numai cablurile LES 20kV interioare centralei sau de racordare la RED.

Instalația de stocare (IS) va fi realizată din 6 module(unități) de tip Enerox FB500-2000 cu baterii cu electrolit de vanadiu, având specificațiile tehnice prezentate în fișa tehnică din partea introductivă a studiului de soluție și caracteristicile tehnice atasate anexelor 6, completată conform cerințe din Ordinul ANRE 208/2018. Fiecare din cele 6 unități are o putere instalată de 500kW și este echipată cu baterii având capacitatea nominală de 2000kWh și timp de încărcare/descărcare la puterea nominală de 4h. Instalația de stocare se grupează pe 2 module, fiecare de 3x500kW la care corespunde un post de transformare 20/0,4kV, 1600kVA. Instalația de stocare va fi echipată cu 2 invertoare bidirectionale de tip SMA Sunny Solar Storage(SCS) 1900, având datele tehnice prezentate în specificația tehnică prezentată în partea introductivă a studiului de soluție. Schema electrică de funcționare a instalației de stocare este prezentată în partea introductivă a studiului de soluție.

Instalația de stocare este echipată 2 posturi de transformare 20/0,4kV, 1x1600kVA(cât unul la 3 unități de stocare de 500kW), care include fiecare câte un transformator de 1x 1600kVA care transformă de la tensiunea de 0,4kV la tensiunea de 20kV și invers, tablou de distribuție joasă, celule 20kV, TDRI. Posturile sunt racordate în punctele de conexiuni 20kV proiectate, în celula amplasată în aval de celula de măsură securizabilă în varianta 1, respectiv aval de celula de măsură în PC 20kV proiectate în varianta 2. Instalația de racordare, punctele de record și măsură sunt comune pentru centrala fotovoltaică și instalația de stocare, conform descrierii tehnice a variantelor(solutiilor) prezentate. Din unul din cele două posturi de transformare 20/0,4kV. 1600kVA sunt asigurate și serviciile interne ale centralei fotovoltaice, având $P_{SI}=75\text{kW}$ (instalații de iluminat, supraveghere video, climatizare, etc).

Conform datelor tehnice și informațiilor puse la dispoziție de către investitor și producătorul instalațiilor de stocare, scopul principal al acestora este de a compensa dezechilibrele generate de abaterile de la prognoza de producție datorate condițiilor meteo dar și de a optimiza varfurile de producție din câmpul(parcurile) fotovoltaic și injectarea în rețea se face după un anumit program(varf de sarcină), bazat pe echilibrarea pretului de vânzare a energiei și respectarea regulilor pe piața de energie și a celor stabilite de OTS.

Un exemplu privind eliminarea de către instalația de stocare (sistemul de stocare) a varfurilor și golurilor mici produse în timpul zilei de parcul fotovoltaic este prezentat în figura de mai jos.

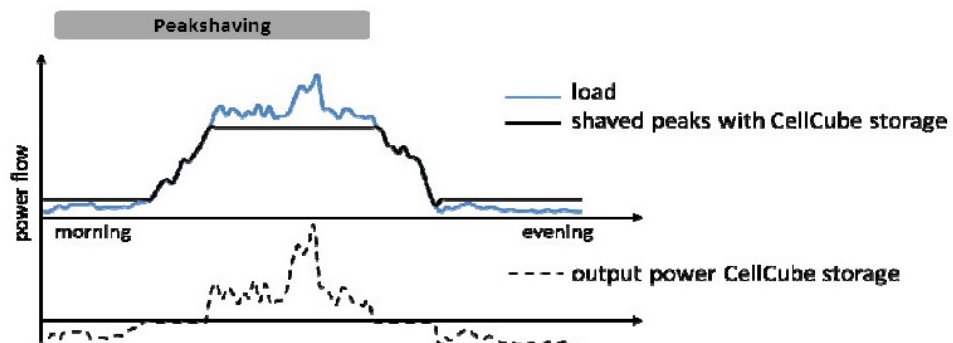


Se prezintă mai jos o curbă de sarcină (putere) debitată de o centrală echipată cu instalație de stocare realizată de același producător în Germania, un mod similar de funcționare dorindu-se a fi realizat și la CEF Cojani 2 proiectată.



Linia verde din graficele de mai sus reprezintă puterea debitată în rețea utilizând instalația de stocare, într-un mod stabil și controlat, linia portocalie arată producția la nivel de zi cu varful de producție pe jumătatea zilei în cazul centralei fotovoltaice (ora 13-14). Pentru a optimiza acest varf de producție se vor stabili protocoale de stocare și descărcare a energiei.

În graficele de mai jos sunt prezentate exemple de curbe de debitare care să nu pună presiune pe rețea și să asigure acoperirea varfului de consum prin utilizarea instalației de stocare, în condițiile unui cadru financiar potrivit beneficiarului.



The power generation forecast of renewable power generation is even with the support of sophisticated simulations limited to a short period. Commitment to a specific power generation profile can be maintained with an energy storage system that allows an almost arbitrary output profile of the generated renewable power.

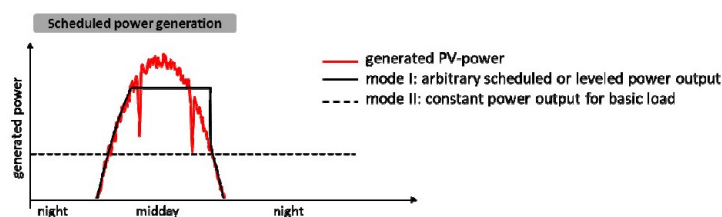


Figure 18: Two different modes for renewable power generation. Follower-mode combined with partial constant level-mode (straight line), and basic-load-mode (dotted line)

Toate aceste soluții tehnice și avantaje sunt oferite de sistemul de stocare (IS) prevăzut la CEF Cojani 2, datorită utilizării bateriilor cu electrolit lichid cu vanadiu. Fiind o soluție staționară, dimensiunile și greutatea sunt principalele dezavantaje. Având 20.000 de cicluri de încărcare/descărcare și capacitatea și puterea pe care o poate furniza este în zona de MWh/MW, soluția este potrivită pentru parcurile fotovoltaice aferente CEF Cojani 2 proiectată.

3. SITUAȚIA ENERGETICĂ DIN ZONĂ (VEZI PLANSELE PL01, PL02, PL03, PL08, PL11, A-01, A-04)

În zona amplasamentului studiat, în imediată vecinătate (vezi PL02) există următoarele rețele de distribuție:

- LEA 20kV Zorlești echipată cu conductoare OL-Al 70/12mm²;
- LEA 20kV Colibasi echipată cu conductoare OL-Al 70/12mm²;
- LEA 20kV Albeni echipată cu conductoare OL-Al 95/15mm².

Liniiile electrice sunt alimentate din stația de transformare 110/20kV, 2x25MVA Tg. Carbunesti, aflată la circa 5,5km de amplasamentul centralei electrice fotovoltaice Cojani 2 proiectată.

Amplasarea în teren a instalațiilor existente și a CEF Cojani 2 proiectată este prezentată în planul de situație PL02, realizat în coordonate STEREO 70. LEA 20kV Zorlești, LEA 20kV Cojani și LEA 20kV Albeni se buclează între ele conform schema electrică monofilă în situația existentă prezentată în planșa PL11.

Stația de transformare 110/20kV, 2x25MVA Tg. Carbunesti este echipată cu 2 transformatoare 25MVA, din care trafo T2 în funcție și trafo T1 în rezervă, amplasarea echipamentelor și instalațiilor aferente stației de transformare fiind prezentată în planul de situație PL03. Schema electrică monofilă a stației de transformare 110/20kV Tg. Carbunesti în situația existentă, pentru semestrul de iarnă 2020-2021 este prezentată în planșa PL08.

Neutrul rețelei de 20kV alimentată din stația 110/20kV Carbunesti este tratat cu TNSI 2100+200kVA Siemens + BS2 15-150A Tench, care este reglată la 135A. Stația de transformare este echipată și TNSI1+BS1 10-100A(EGE), în rezervă.

Conform măsurătorilor de sarcină și tensiune la VDV 2020(15.07.2020, ora 14), puse la dispoziție de Distribuție Energie Oltenia S.A., sarcinile maxime pe LEA 20kV sunt următoarele:

- LEA 20kV Zorlești - 1,61MW și 0,73MVar;
- LEA 20kV Colibasi – 0.017MW și 0.035MVar;
- LEA 20kV Albeni – 0.017MW și 0.035MVar.
- Trafo T2, 25MVA în stația Tg. Carbunesti – 14,66MW, -1,44MVar;
- Trafo T1, 25MVA în stația Tg. Carbunesti – în rezervă;

Conform datelor puse la dispoziție de Distribuție Energie Oltenia pe LEA 20kV alimentate din stația de transformare 110/20kV Tg. Carbunesti și pe barele 20kV ale stației există racordate sau dețin ATR și/sau contract de racordare următoarele centrale electrice:

Denumirea investitorului	Localitatea	Putere instalată (MW)	U(kV)	Comentariu
SC EYE MALL SRL	Racordarea la SEN a centralei fotovoltaice - Parc 2, localitatea Carbunesti, jud.Gorj	9.990	20	celula de linie parc fotovoltaic 2 20KV în stația 110/20 Kv Tg.Carbunesti
SC EYE MALL SRL	Racordarea la SEN a centralei fotovoltaice - Parc 1, localitatea Carbunesti, jud.Gorj	9.990	20	celula de linie 20KV
SC CRASNAHYDRO SRL	Racordare la RED a Centralei fotoelectrice situată în localitatea Cojani, oraș Tg-Carbunesti, jud.Gorj	0.945	20	stălpul nr.61A al LEA 20KV Zorlești

SC ISPH SA Bucuresti	CHEMP 3, Novaci, str. Eroilor, fn, județul Gorj	0.600	20	stalpul nr. 24 al racordului 20kV CHEMP Novaci 3 din LEA 20KV Carbunesti-Novaci
SC ISPH SA Bucuresti	CHEMP 4, Novaci, Pociovaliste, județul Gorj	0.600	20	stalpii nr.22A al racordului 20kV CHEMP Novaci 4 din LEA 20kV Carbunesti- Novaci
SC ISPH SA Bucuresti	CHEMP 5, Novaci, Pociovaliste, județul Gorj	1.280	20	LEA 20 kV Carbunesti-Novaci si LEA 20 kV Pojaru Novaci
SC ISPH SA Bucuresti	Producator cu generator asincron CHEMP 5 Novaci, Pociovaliste, nr.5, județul Gorj	0.640	20	stalpul nr.37A al Rac.20KV CHEMP Novaci 5 din LEA 20KV Carbunesti - Novaci
TOTAL STATIA 110/20kV TG. CARBUNESTI		24,045		

Conform datelor puse la dispoziție de OTS și OD puterea de scurtcircuit pe barele de 110 kV, în stația Tg. Carbunesti, este de 1618,86MVA și a fost utilizată pentru verificarea curentilor de scurtcircuit pe bara 20kV a stației și verificarea dimensionării la scurtcircuit a echipamentelor și instalațiilor existente.

Sarcinile maxime până la care se poate încărca – sub aspect economic sau termic - o linie electrică aeriană cu secțiune s_e existentă în exploatare

S_{fec} – putere frontieră economică – în MVA

S_{ft} - putere frontieră termică (stabilitatea termică în regim de lungă durată) – în MVA

Valorile cu asterisc sunt limitate la frontiera termică (limita economică este mai mare).

TIPUL LINIEI	s_e	S_{fec} pentru următoarele durate T_M ale sarcinii maxime, în h/an						S_{ft}
								aer ambiant
	mm ²							cu temp.maximă
		2000	3000	4000	5000	6000	7000	40 °C
LEA DE 20 kV	35	4,6	4,3	3,8	3,4	3,0	2,8	4,9
cu cond. din	50	5,8	5,5	4,6	4,2	3,8	3,4	6,1
Al - OI	70	7,2	6,8	5,8	5,3	4,8	4,4	7,8
$S_M=120\text{ mm}^2$	95	9,1	8,5	7,2	6,5	6,1	5,5	9,4
	120	10,7*	10,0	9,0	8,3	7,8	7,3	10,7

I_{fec} – curent frontieră economică – în A

I_{ft} - curent frontieră termică (stabilitatea termică în regim de lungă durată) – în A

Valorile cu asterisc sunt limitate la frontiera termică (limita economică este mai mare).

TIPUL LINIEI	s_e	I_{fec} pentru următoarele durate T_M ale sarcinii maxime, în h/an						I_{ft}
								aer ambiant
	mm ²							cu temp.maximă
		2000	3000	4000	5000	6000	7000	40 °C
LEA DE 20 kV	35	132	123	109	99	88	82	140
cu cond. din	50	167	160	132	123	111	99	175
Al - OI	70	209	196	167	152	140	128	225
$S_M=120\text{ mm}^2$	95	263	245	207	187	175	158	270
	120	310*	288	260	248	225	210	310

Sarcinile maxime până la care se poate încărca – sub aspect economic sau termic - o linie electrică subterană cu secțiune s_e existentă în exploatare

S_{fec} – putere frontieră economică – în MVA

S_{ft} - putere frontieră termică (stabilitatea termică în regim de lungă durată) – în MVA

Valorile cu asterisc sunt limitate la frontiera termică (limita economică este mai mare).

TIPUL LINIEI	s_e mm ²	S_{fec} pentru următoarele durate T_M ale sarcinii maxime, în h/an						S_{ft} pentru pozare în	
								sol la 20 °C	aer la 30 °C
		2000	3000	4000	5000	6000	7000		
LEC DE 20 kV cu izolație din polietilena și cond. din Al $s_M=150\text{ mm}^2$	50	6,24*	6,24*	5,8	5,2	4,9	4,4	6,24	6,41
	70	7,45*	7,45*	7,2	6,7	5,9	5,4	7,45	7,62
	95	8,50*	8,50*	8,50*	8,1	7,4	6,7	8,50	8,83
	120	9,53*	9,53*	9,53*	9,53*	8,7	7,9	9,53	10,22
	150	10,57*	10,57*	10,57*	10,57*	11,0	10,0	10,57	11,26
LEC DE 20 kV cu izolație din hartie și cond. din Al $s_M=150\text{ mm}^2$	50	5,2*	5,2*	5,2*	5,2*	5,2*	5,2*	5,20	5,20
	70	6,58*	6,58*	6,58*	6,58*	6,58*	6,58*	6,58	6,58
	95	7,80*	7,80*	7,80*	7,80*	7,80*	7,80*	7,80	7,97
	120	8,83*	8,83*	8,83*	8,83*	8,83*	8,83*	8,83	9,35
	150	10,05*	10,05*	10,05*	10,05*	10,05*	10,05*	10,05	10,75

I_{fec} – curent frontieră economică – în A

I_{ft} - curent frontieră termică (stabilitatea termică în regim de lungă durată) – în A

Valorile cu asterisc sunt limitate la frontiera termică (limita economică este mai mare).

TIPUL LINIEI	s_e mm ²	I_{fec} pentru următoarele durate T_M ale sarcinii maxime, în h/an						I_{ft} pentru pozare în	
								sol la 20 °C	aer la 30 °C
		2000	3000	4000	5000	6000	7000		
LEC DE 20 kV cu izolație din polietilena și cond. din Al $s_M=150\text{ mm}^2$	50	180*	180*	167	150	141	127	180	185
	70	215*	215*	209	192	171	157	215	220
	95	245*	245*	245*	234	214	193	245	255
	120	275*	275*	275*	275	251	229	275	295
	150	305*	305*	305*	305*	305*	290	305	325
LEC DE 20 kV cu izolație din hartie și cond. din Al $s_M=150\text{ mm}^2$	50	150*	150*	150*	150*	150*	150*	150	150
	70	190*	190*	190*	190*	190*	190	190	190
	95	225*	225*	225*	225*	225*	225*	225	230
	120	255*	255*	255*	255*	255*	255*	255	270
	150	290*	290*	290*	290*	290*	290*	290	310

Schema electrică monofilară a LEA 20kV Zorlești – Colibasi – Albeni în situația existentă, în regim normal de funcționare este prezentată în planșa PL11 iar analiza regimului de funcționare a rețelei de medie tensiune în situația existentă în planșa A-01.

4. SOLUTII DE RACORDARE LA RED

Producatorul/consumatorul nu este în prezent racordat la rețeaua de energie electrică.

În alegerea soluțiilor propuse s-a avut în vedere posibilitatea realizării fizice a instalațiilor și s-a ținut cont de regimul juridic al terenurilor, de dreptul de proprietate asupra instalațiilor electrice și de posibilitatea evacuării puterii din Centrala cu unități generatoare proiectată.

În conformitate cu prevederile Ordinului ANRE 59/2013 (art. 41) pentru racordarea utilizatorilor la rețeaua electrică se execută, după caz, următoarele categorii de lucrări:

- lucrări de întărire a rețelei electrice în amonte de punctul de racordare, pentru crearea condițiilor tehnice necesare racordării;
- lucrări pentru realizarea instalației de racordare, respectiv a instalațiilor cuprinse între

punctul de racordare și punctul de delimitare ;

c) lucrări pentru realizarea instalațiilor din aval de punctul de delimitare;

În conformitate cu prevederile art. 42 din Ordinul ANRE 59/2013 lucrările de întărire a rețelei electrice în amonte de punctul de racordare, necesare în cazul unui loc de producere sau a unui loc de consum și de producere, în vederea evacuării în rețea a puterii aprobate pentru evacuare în conformitate cu avizul tehnic de racordare, se realizează de către operatorul de rețea. Titularul avizului tehnic de racordare contribuie la suportarea costurilor de realizare a acestor lucrări, cota sa de participare fiind inclusă în tariful de racordare stabilit în conformitate cu metodologia de stabilire a tarifelor de racordare aprobată de autoritatea competentă (Ordinele ANRE 11/2014, 141/2014 și 87/2014).

În conformitate cu prevederile art. 43 din Ordinul ANRE 59/2013 dacă operatorul de rețea nu are posibilitatea realizării lucrărilor din categoria prevăzută la art. 41, lit. a) până la data solicitată pentru punerea sub tensiune a instalației de utilizare, operatorul de rețea are obligația să comunice acest lucru solicitantului în oferta de racordare pe care o va face prin avizul tehnic de racordare, informându-l cu privire la motivele întârzierii și termenele posibile de realizare a lucrărilor respective. Avizul tehnic de racordare trebuie să conțină, în cadrul tabelului cu evoluția puterii aprobate, puterea maximă care poate fi aprobată fără realizarea lucrărilor de întărire. Informația trebuie comunicată utilizatorului în prima etapă a procesului de racordare, atunci când acest lucru este posibil, precum și prin studiul de soluție în situația în care, conform reglementărilor, soluția de racordare se stabilește prin studiu de soluție.

Titularul avizului tehnic de racordare poate opta pentru una din variantele:

- Renunțarea la realizarea obiectivului pe amplasamentul locului de consum/producție respectiv;

- Amanarea realizării obiectivului pe amplasamentul locului de consum/producție respectiv până la data indicată de operatorul de rețea ca termen pentru asigurarea în amonte de punctul de racordare a condițiilor care să permită racordarea;

- Dezvoltarea în etape a obiectivului cu încadrarea în limita de putere aprobată prin avizul tehnic de racordare;

- Achitarea costurilor care revin operatorului de rețea pentru lucrările de întărire a rețelei în amonte de punctul de racordare, în situația în care motivul întârzierii se datorează faptului că în programul de investiții al operatorului de rețea nu este prevăzută cota sa de participare la finanțare, cu recuperarea ulterioară a acestora de la operatorul de rețea.

În conformitate cu prevederile art. 8 din Ordinul ANRE nr. 102/01.07.2015 privind stabilirea soluțiilor de racordare a utilizatorilor la rețelele electrice de interes public, pentru puterile instalate ale parcurilor aferente centralei fotovoltaice Cojani 2 proiectată, în varianta 1 (soluția 1), puterile instalate ale celor 3 parcuri independente au valorile de 4,057MW (parc 1), și 5474,4MW (parc 2 și parc 3), rezultate prin modalitățile diferite de grupare și racordare/alimentare a posturilor de transformare 20/0,4kV (implicit a panourilor și invertoarelor aferente) și a instalațiilor de stocare a energiei electrice, producătorul/consumatorul se încadrează în clasa C. Corespunzător momentului sarcinii celor 3 parcuri de circa 0,32MVAkm, 0,44MVAkm, respectiv 5,04MVAkm, încadrarea este la clasa D.

În varianta 2 prezentată în studiul de soluție puterile instalate ale celor 2 parcuri sunt de 7461,6kW și 7,544,4kW și se încadrează în clasa C, au momentul sarcinii 42,53MVAkm, respectiv 40,74MVAkm, conform aceleiași clase C.

În consecință, în conformitate cu prevederile art. 8 din Ordinul ANRE nr. 102/01.07.2015 soluțiile recomandate sunt de racordare direct la nivelul de medie tensiune, la tensiunea zonală de 20kV, în LEA 20kV existente (varianta 1), prin transformare 0,4/20kV, respectiv la tensiunea 20kV sau 110kV a rețelei existente (varianta 2), direct (20kV) sau prin transformare 20/110kV. Deoarece în zona imediată apropiată amplasamentului CEF proiectat se află stația de transformare 110/20kV Tg. Carbușești, nu au fost analizate soluții de

racordare directă la tensiunea de 110kV. Având în vedere situația energetică din zonă, situația juridică a terenurilor precum și valoarea puterii maxime debitate/consumate, conform chestionarului energetic depus de către solicitant, s-au analizat două soluții fezabile de racordare a centralei fotovoltaice (CEF) proiectate la RED existentă, comparabile din punct de vedere tehnico-economic, acestea fiind descrise în detaliu mai jos.

În conformitate cu prevederile art. 21, alin. 3, lit. a din Ordinul ANRE nr. 102/01.07.2015, studiul de soluție de soluție se avizează de OD și OTS dat fiind faptul că grupurile generatoare proiectate aferente parcurilor din CEF Cojani 2 sunt dispunerizabile ($P_i > 5\text{MW}$), în varianta 2 și parțial în varianta 1 (Parc 2 și Parc 3).

Varianta 1 (planșele PL01, PL04, PL06, PL09, PL12, PL14...PL17, A-02, A-05, A-06)

Conform datelor puse la dispoziție de solicitant, alocarea panourilor, invertoarelor, sumatoarelor și PTAB 20/0,4kV pe parcuri independente, a locului de produce/consum aferent CEF Cojani 2 proiectată este următoarea:

PARC 1

- *Puterea instalată totală Parc 1: 4057,2kW;*
- *Puterea instalată generatoare fotovoltaice(invertoare): 4057,2kW;*
- *Nr. panouri : 10780buc;*
- *Tip panou: LG 405W bifaciale;*
- *P_i /panou: 0,405kWp;*
- *Puterea maximă debitată de panouri: 4365,9kWp;*
- *Tip invertoare: Solar Edge SE82.8K;*
- *P_i inverter(c.a.): 82,8kW ;*
- *Nr. invertoare: 49buc.;*
- *Puterea maximă debitată de invertoare: 4057,2kW;*
- *Un inverter(c.a.): 400V ;*
- *Numar PTAB 20/0,4kV, 1250kVA – 4buc.*
- *Puncte de conexiuni PC 20kV pentru racordare RED 20kV – 1 buc.*

PARC 2

- *Puterea instalată totală Parc 2: 5474,4kW;*
- *din care :*
 - *Puterea instalată generatoare fotovoltaice(invertoare): 3974,4kW;*
 - *Puterea instalată în instalație de stocare: 1500kW.*
- *Nr. panouri : 10560buc;*
- *Tip panou: LG 405W bifaciale;*
- *P_i /panou: 0,405kWp;*
- *Puterea maximă debitată de panouri: 4276,8kWp;*
- *Tip invertoare: Solar Edge SE82.8K;*
- *P_i inverter(c.a.): 82,8kW ;*
- *Nr. invertoare: 48buc.;*
- *Puterea maximă debitată de invertoare: 3974,4kW;*
- *Un inverter(c.a.): 400V ;*
- *Numar PTAB 20/0,4kV, 1250kVA – 4buc.*
- *P_i servicii interne: 1600kW;*
- *$P_{max.sa}$, servicii interne: 1575kW;*
- *$P_{i,SI}=75\text{kW}$;*
- *Putere instalată în instalația de stocare (IS): 1500kW;*
- *P_i element de stocare: 500kW;*
- *Numar unitati stocare: 3buc;*
- *Tip inverter unitati de stocare: SMA Sunny Central Storage SCS 1900;*

- P_i inverter(c.a.): 1900kVA;
- Un inverter(c.a.): 337V(287 V to 404 V);
- Numar PTAB 20/0,4kV, 1600kVA pentru unitati stocare – 1buc;
- Puncte de conexiuni PC 20kV pentru racordare RED 20kV – 1 buc.

PARC 3

- Puterea instalata totala Parc 3: 5474,4kW;
din care :
 - o Puterea instalata generatoare fotovoltaice(invertoare): 3974,4kW;
 - o Puterea instalata in instalatie de stocare: 1500kW.
- Nr. panouri : 10560buc;
- Tip panou: LG 405W bifaciale;
- P_i /panou: 0,405kWp;
- Puterea maxima debitata de panouri: 4276,8kWp;
- Tip invertoare: Solar Edge SE82.8K;
- P_i inverter(c.a.): 82,8kW ;
- Nr. invertoare: 48buc.;
- Puterea maxima debitata de invertoare: 3974,4kW;
- Un inverter(c.a.): 400V ;
- Numar PTAB 20/0,4kV, 1250kVA – 4buc.
- P_i servicii interne: 1600kW;
- $P_{max.sa}$, servicii interne: 1500kW ;
- Putere instalata in instalatia de stocare (IS): 1500kW;
- P_i element de stocare: 500kW;
- Numar unitati stocare: 3buc;
- Tip inverter unitati de stocare: SMA Sunny Central Storage SCS 1900;
- P_i inverter(c.a.): 1900kVA;
- Un inverter(c.a.): 337V(287 V to 404 V);
- Numar PTAB 20/0,4kV, 1600kVA pentru unitati stocare – 1buc;
- Puncte de conexiuni PC 20kV pentru racordare RED 20kV – 1 buc.

Parcul 1 se racordeaza prin racord LES+LEA 20kV la stalpul 66A, de tip SC 15014, nou proiectat in axul LEA 20kV Zorlesti. LES 20kV se realizeaza cu cabluri de tip A2XS(F)2Y 3x1x185/25mmp, in lungime de circa 50m, pozat intre PC 1 proiectat si stalpul SC 15014 nr. 1 proiectat pe fonduri beneficiar. Stalpul SC15014 nr. 1 se amplaseaza in incinta CEF, in afara zonei de protectie a LEA 20kV existente si se echipeaza cu priza de pamant 4 ohmi, descarcatori ZnO 20kV, separator tripolar de tip STEPNO 20kV, consola CIT 140 si lanturi duble de intindere compozite, zona IV de poluare. Stalpul SC15014 nr. 66A din axul LEA 20kV Zorlesti se echipeaza cu priza de pamant de 10hmi, consola tip CSO, izolatoare de sustinere duble compozite (similare cu cele existente) in axul LEA 20kV si consola CIT 140 si lanturi duble de intindere compozite in racordul LEA 20kV Parc 1. Racordul LEA 20kV se realizeaza cu conductoare de tip ACSR 95-Al 1/14-ST1A, in lungime de traseu de circa 30m.

Parcul 2 se racordeaza prin racord LES+LEA 20kV la stalpul 97, de tip SC 15014, nou proiectat, care inlocuieste stalpul existent de tip SE1 in axul LEA 20kV Colibasi. LES 20kV se realizeaza cu cabluri de tip A2XS(F)2Y 3x1x185/25mmp, in lungime de circa 50m, pozat intre PC 2 proiectat si stalpul SC 15014 nr. 1 proiectat pe fonduri beneficiar. Stalpul SC15014 nr. 1 se amplaseaza in incinta CEF, in afara zonei de protectie a LEA 20kV existente si se echipeaza cu priza de pamant 4 ohmi, descarcatori ZnO 20kV, separator tripolar de tip STEPNO 20kV, consola CIT 140 si lanturi duble de intindere compozite, zona IV de poluare. Stalpul SC15014 nr. 97 din axul LEA 20kV Colibasi se echipeaza cu priza de pamant de 10hmi, consola tip CST150, izolatoare de sustinere duble compozite (similare cu cel existente)

în axul LEA 20kV și consola CIT 140 și lanturi duble de întindere compozite în racordul LEA 20kV Parc 2. Racordul LEA 20kV se realizează cu conductoare de tip ACSR 95-Al 1/14-ST1A, în lungime de traseu de circa 30m.

Parcul 3 se racordează prin racord LES+LEA 20kV la stălpul 55, de tip SC 15014, nou proiectat, care înlocuiește stălpul existent de tip SE1 în axul LEA 20kV Albeni. LES 20kV se realizează cu cabluri de tip A2XS(F)2Y 3x1x185/25mm², în lungime de circa 900m, pozat între PC 3 proiectat și stălpul SC 15014 nr. 1 proiectat pe fonduri beneficiar, pe domeniul public din zona drumului spre satul Cojani. Stălpul SC15014 nr. 1 proiectat se echipează cu priza de pamant 4 ohmi, descarcatori ZnO 20kV, separator tripolar de tip STEPNO 20kV, consola CIT 140 și lanturi duble de întindere compozite, zona IV de poluare. Stălpul SC15014 nr. 55 din axul LEA 20kV Albeni, care înlocuiește stălpul SE1 existent, se echipează cu priza de pamant de 10ohmi, consola tip CST150, izolatoare de susținere duble ceramice de tip ISNS (similare cu cel existente) în axul LEA 20kV și consola CDV și lanturi duble de întindere compozite în racordul LEA 20kV Parc 3.

Racordul LEA 20kV se realizează cu conductoare de tip ACSR 95-Al 1/14-ST1A, în lungime de traseu de circa 20m.

Deoarece LEA 20kV Colibasi este în prezent dedicată posturilor de transformare proprietatea OMV Petrom din zona și măsurarea energiei electrice se realizează în prezent în celula 20kV din stația 110/20kV Tg. Carbunesti, se echipează pe taxa de racordare stălpul existent SE8 nr. 105 al LEA 20kV Colibasi cu grup de măsură de tip PETROM, realizat cu reductori de curent 2x100/5A, clasa 0,2S și reductori de tensiune 20/0,1kV, clasa 0,2. Stălpul se echipează cu priza de pamant 4 ohmi, confecție metalică zincată pentru montarea grupului de măsură aerian 20kV și descarcatori ZnO 20kV. După montarea grupului de măsură 20kV și punerea în funcțiune a CEF Cojani 2 proiectată, datorită posibilității de buclare a LEA 20kV Colibasi cu LEA 20kV Zorlesti și LEA 20kV Albeni, OD va modifica formulele de agregare pentru determinarea consumurilor pentru OMV Petrom.

Lucrări finanțate din tarif de racordare :

În axul LEA 20kV Zorlesti se proiectează stălpul 66A, de tip SC 15014, nou proiectat. Stălpul se echipează cu priza de pamant de 10ohmi, consola tip CSO, izolatoare de susținere duble compozite (similare cu cel existente) în axul LEA 20kV.

În axul LEA 20kV Colibasi se înlocuiește stălpul SE1 nr. 97 cu stălp de tip SC15014 care se echipează cu priza de pamant de 10ohmi, consola tip CST150, izolatoare de susținere duble compozite (similare cu cel existente).

În axul LEA 20kV Albeni se înlocuiește stălpul SE1 nr. 55 cu stălp de tip SC15014 care se echipează cu priza de pamant de 10ohmi, consola tip CST150, izolatoare de susținere duble ceramice de tip ISNS (similare cu cel existente) în axul LEA 20kV

Se echipează stălpul existent SE8 nr. 105 în LEA 20kV Colibasi cu grup de măsură de tip PETROM, realizat cu reductori de curent 2x100/5A, clasa 0,2S și reductori de tensiune 20/0,1kV, clasa 0,2. Stălpul se echipează cu priza de pamant 4 ohmi, confecție metalică zincată pentru montarea grupului de măsură aerian 20kV și descarcatori ZnO 20kV. După montarea grupului de măsură 20kV, datorită posibilității de buclare a LEA 20kV Colibasi cu LEA 20kV Zorlesti și LEA 20kV Albeni, OD va modifica formulele de agregare pentru determinarea consumurilor pentru OMV Petrom.

În celulele 20kV aferente LEA 20kV Zorlesti, LEA 20kV Colibasi și LEA 20kV Albeni din stația de transformare 110/20kV Tg. Carbunesti se parametrizează protecțiile numerice cu activare funcție direcțională, datorită racordării pe cele 3 LEA 20kV a Parc 1, Parc 2 și Parc 3 aferente CEF Cojani 2.

Lucrări finanțate din fonduri de întărire rețea:

Datorită depășirii puterii de evacuare a transformatorilor 25MVA în stația 110/20kV Tg. Carbonești, este necesară efectuarea următoarelor lucrări de rotire a trafo 2x25MVA cu trafo 2x40MVA proprietatea DEO SA:

- Demontare transformator T1 110/20kV, 40MVA (1buc.), din stația Timișeni(GJ) transport (50km) și montare în locul T2 în stația 110/20kV Tg. Carbonești;
- Demontare transformator T2 110/20kV, 25MVA (1buc.), din stația Tg. Carbonești, transport (50km) și montare în stația 110/20kV Timișeni(GJ);
- Demontare transformator T3 110/20kV, 40MVA (1buc.), din stația Jilt(GJ), transport (60km) și montare în stația 110/20kV Carbonești, în locul T1 110/20kV, 25MVA;
- Demontare transformator T1 110/20kV, 25MVA (1buc.), din stația Tg. Carbonești, transport (60km) și montare în stația 110/20kV Jilt(GJ);
- Echipare SCADA - sonda temp. indicator nivel ulei, cofret, ventilatoare, înlocuire dispozitiv de acționare pentru trafo T3 40MVA adus din stația Jilt în stația Carbonești;
- Amenajare gropi de retenție și turnare grinzi cale rulare aferente noilor gabarite al trafo de 40 MVA - T1 40MVA, T2 - 40MVA în stația Tg. Carbonești, respectiv amenajare gropi de retenție și turnare grinzi cai de rulare pentru trafo T1 în stația Timișeni și trafo T3 în stația Jilt;
- Dublare pod bare trafo T1 și T2 cu bare 2xAl 100x10mm($I_n=1250\text{A}$) în stația Tg. Carbonești;
- Dublare bare 20kV distribuitor în stația Carbonești cu bare $I_n=1250\text{A}$ (2xAl 100x10mm);
- Înlocuire TNSI+BS1 10-100A cu TNSI+BS 20-200A în stația Tg. Carbonești;
- Înlocuire reductori de curent celula cupla 20kV cu TC 2x600/5/5A și reductori de curent celule trafo T1, T2 cu TC 1250/5/5A în stația Tg. Carbonești;
- Înlocuire reductori de curent 110kV trafo T1 în stația Tg. Carbonești cu CESU-110kV 2x150/5/5A din stocul de rezervă al OD;
- Reglaj protecții trafo 110/20kV, 40MVA, T1+T2 în stația Tg. Carbonești în celulele 110kV și 20kV;
- Reglaje protecții trafo 110/20kV, 25MVA în stațiile Timișeni și Jilt, aduse din stația Tg. Carbonești;
- Probe, verificări și încercări în vederea PIF pentru trafo T1, T2, distribuitor 20kV și TNSI+BS1 20-200A în stația Tg. Carbonești.

Amplasarea instalațiilor proiectate se realizează conform plan de situație PL06 a stației Tg. Carbonești și schema electrică monofilară PL09.

Lucrări finanțate din fonduri beneficiar:

PARC 1

La circa 30m de stălpul SC15014 nr. 66A din axul LEA 20kV Zorlești, în afara zonei de protecție a LEA 20kV Zorlești, în incinta CEF proiectată(CF 38671 – UAT Carbonești), se va amplasa stălpul SC15014 nr. 1, echipat cu priza de pământ 4 ohmi, descarcatori ZnO 20kV, separator tripolar de tip STEPNO 20kV, consola CIT 140 și lanturi duble de întindere compozite, zona IV de poluare. Stălpul SC15014 nr. 66A din axul LEA 20kV Zorlești se echipează cu consola CIT 140 și lanturi duble de întindere compozite în racordul LEA 20kV Parc 1. Racordul LEA 20kV se realizează cu conductoare de tip ACSR 95-Al 1/14-ST1A, în lungime de traseu de circa 30m.

Pe stălpul SC15014 nr. 1 proiectat se realizează trecerea LEA 20kV în LES 20kV, cu suport metalic zincat, cutii terminale de exterior, descarcatori ZnO 20kV, cabluri 20kV de tip A2XS(F)2Y 3x1x185/25mm², protejate în tub PVC de tip G.

Pe terenul aferent CEF Cojani 2 proiectată, la circa 50m de stălpul SC 15014 nr. 1 proiectat se amplasează un punct de conexiuni(PC 1) 20kV proiectat, integrat în SCADA DEO S.A., care va fi echipat conform schema electrică din planșa PL14 cu:

- anvelopa de beton cu exploatare din interior;
- o celulă modulară de interior, de linie 20kV, echipată cu separator de sarcină motorizat (48 Vcc), TSI 20/0,23kV, 4kVA, detector de defect (RTU 7.4PC2 sau similar sau prin terminalul numeric de protecție) - tori 150/1A (plecare LEA 20kV Zorlești), sistem anticondens (rezistență+termostat);
- o celulă modulară de interior, de MASURA SECURIZABILĂ (cu acces separat securizat din exterior), echipată cu 3 reductori de măsură de curent 150/5/5A, clasă 0,2, respectiv 3 reductori de măsură de tensiune $20/\sqrt{3}/0,1/\sqrt{3}/0,1/3\text{kV}$, clasă 0,2S, corespunzătoare categoriei A la punctului de măsură, conform prevederilor Ordinului ANRE 103/2015, analizor de energie (Mavosys sau similar), sistem anticondens (rezistență+termostat);
- 2(două) celule modulare de interior, de linie cu separator sarcină+întrerupător cu vid, motorizate (48V cc) de sosire PRAB-uri Parc 1, terminal numeric de protecție și reductori de curent de protecție 2x150/5/5A, sistem anticondens (rezistență+termostat);
- spațiu liber pentru montarea unei celule 20kV;
- dulap SI cc/ca - sursă electroalimentare 48 Vcc(baterie + redresor);
- dulap comunicații și SCADA;
- cutie externă cu vizor pentru contor (fără contor), pentru montarea contorului electronic trifazat având dimensiunile de 39x22x11cm (lxHxL) și accesul la citirea contorului, cabluri circuite secundare în lungime de circa 8m, tip NYY-J-7x2,5mm² + NYY-J-5x2,5mm², pentru alimentarea contorului montare contor în montaj indirect, între reductorii de măsură din celula de măsură 20kV și cutia contorului;
- levier de manevră, tablă avertizare.
- circuite secundare servicii interne c.a./c.c.

În interiorul CEF Cojani 2 – Parc 1 se vor amplasa în buclă 4 posturi de transformare în anvelopă de beton PTAB 20/0,4kV, 1250kVA (PTAB 1...PTAB 4), amplasate conform plan de situație PL04 și dimensionate conform distribuției panourilor și invertoarelor pe terenul CEF disponibil. Racordarea PTAB se realizează în PC1 20kV proiectat, în buclă LES 20kV deschisă între PTAB 2 și PTAB 3, cu cabluri de tip A2XS(F)2Y 3x1x185/25mm², în lungime de traseu circa 2,1km. PTAB se echipează conform schema electrică monofilă PL16, respectiv cu:

- anvelopă de beton cu exploatare din interior;
- 2 celule modulare de interior, de linie 20kV, echipate cu separator de sarcină motorizat (48 Vcc), detector de defect (RTU 7.4PC2 sau similar sau prin terminalul numeric de protecție) - tori 150/1A (plecare LES 20kV), sistem anticondens (rezistență + termostat);
- o celulă modulară de interior, de trafo 20/0,4kV, echipată cu separator sarcină+întrerupător cu vid motorizate (48V cc), terminal numeric de protecție și reductori de curent de protecție 2x40/5A sistem anticondens (rezistență + termostat);
- transformator de forță 20/0,4kV, 1250kVA, pierderi reduse, înfășurări Cu/Cu;
- tablou de distribuție de joasă tensiune (TDRI) echipat cu USOL debrosabil $I_n=2000\text{A}$, 12 plecări spre invertoare, echipate cu întrerupători 250A, montaj fix;
- circuite servicii interne PTAB.

Între PC1 20kV proiectat și stalpul SC 15014 nr. 1 proiectat se va realiza LES 20kV cu cabluri de tip A2XS(F)2Y 3x1x185/25mm² în lungime de circa 50m traseu;

Cablurile LES 20kV buclă 1(PC 1) și racordare LES 20kV în LEA 20kV Zorlești se pozează în profil „M” pe spațiul verde din interiorul parcului și în profil „T” la subtraversările drumurilor interne parcului 1, se protejează în teava PVC-G 160mm la intrările în PC 20kV, PTAB-uri, urcarea pe stalpul SC 15014 sau subtraversările de drumuri interne CEF.

Cablurile LES de 0,4kV de la invertoare la cutiile de conexiuni și TDRI-uri și cablurile de la invertoare la panourile solare nu fac obiectul prezentei documentații de proiectare, acestea fac parte din proiectul intern al CEF Cojani 2 – Parc 1.

PARC 2

La circa 30m de stălpul SC15014 nr. 97 din axul LEA 20kV Colibasi, în afara zonei de protecție a LEA 20kV Zorlești și LEA 20kV Colibasi, în incinta CEF proiectată (CF 38671 – UAT Carbunesti), se va amplasa stălpul SC15014 nr. 1, echipat cu priza de pământ 4 ohmi, descarcatori ZnO 20kV, separator tripolar de tip STEPNO 20kV, consolă CIT 140 și lanturi duble de întindere compozite, zona IV de poluare. Stălpul SC15014 nr. 97 din axul LEA 20kV Colibasi se echipează cu consolă CIT 140 și lanturi duble de întindere compozite în racordul LEA 20kV Parc 2. Racordul LEA 20kV se realizează cu conductoare de tip ACSR 95-AI 1/14-ST1A, în lungime de traseu de circa 30m.

Pe stălpul SC15014 nr. 1 proiectat se realizează trecerea LEA 20kV în LES 20kV, cu suport metalic zincat, cutii terminale de exterior, descarcatori ZnO 20kV, cabluri 20kV de tip A2XS(F)2Y 3x1x185/25mm², protejate în tub PVC de tip G.

Pe terenul aferent CEF Cojani 2 proiectată, la circa 50m de stălpul SC 15014 nr. 1 proiectat se amplasează un punct de conexiuni (PC 2) 20kV proiectat, integrat în SCADA DEO S.A., care va fi echipat conform schema electrică din planșa PL15 cu:

- anvelopă de beton cu exploatare din interior;
- o celulă modulară de interior, de linie 20kV, echipată cu separator de sarcină motorizat (48 Vcc), TSI 20/0,23kV, 4kVA, detector de defect (RTU 7.4PC2 sau similar sau prin terminalul numeric de protecție) - tori 150/1A (plecare LEA 20kV Colibasi), sistem anticondens (rezistență+termostat);
- o celulă modulară de interior, de MASURA SECURIZABILĂ (cu acces separat securizat din exterior), echipată cu 3 reductori de măsură de curent 200/5/5A, clasă 0,2, respectiv 3 reductori de măsură de tensiune 20/ $\sqrt{3}$ /0,1/ $\sqrt{3}$ /0,1/3kV, clasă 0,2S, corespunzătoare categoriei A a punctului de măsură, conform prevederilor Ordinului ANRE 103/2015, analizor de energie (Mavosys sau similar), sistem anticondens (rezistență+termostat);
- 2(două) celule modulare de interior, de linie cu separator sarcină+întrerupător cu vid, motorizate (48V cc) de sosire PRAB-uri Parc 2, terminal numeric de protecție și reductori de curent de protecție 2x150/5/5A, sistem anticondens (rezistență+termostat);
- 1 celulă modulară de interior, de linie cu separator sarcină+întrerupător cu vid, motorizată (48V cc) de sosire PTAB unitate de stocare S1, terminal numeric de protecție și reductori de curent de protecție 2x50/5/5A, sistem anticondens (rezistență+termostat);
- spațiu liber pentru montarea unei celule 20kV;
- dulap SI cc/ca - sursă electroalimentare 48 Vcc (baterie + redresor);
- dulap comunicării și SCADA;
- cutie externă cu vizor pentru contor (fără contor), pentru montarea contorului electronic trifazat având dimensiunile de 39x22x11cm (lxHxL) și accesul la citirea contorului, cabluri circuite secundare în lungime de circa 8m, tip NYY-J-7x2,5mm² + NYY-J-5x2,5mm², pentru alimentarea contorului montare contor în montaj indirect, între reductorii de măsură din celulă de măsură 20kV și cutia contorului;
- rezistențe anticondens;
- circuite secundare servicii interne c.a./c.c.;
- levier de manevră, tablă avertizare.

În interiorul CEF Cojani 2 – Parc 2 se vor amplasa în buclă 4 posturi de transformare în anvelopă de beton PTAB 20/0,4kV, 1250kVA (PTAB 5...PTAB 8), amplasate conform plan de

situație PL04 și dimensionate conform distribuției panourilor și invertoarelor pe terenul CEF disponibil. Racordarea PTAB se realizează în PC2 20kV proiectat, în buclă LES 20kV deschisă între PTAB 6 și PTAB 7, cu cabluri de tip A2XS(F)2Y 3x1x185/25mm², în lungime de traseu circa 1,35km. PTAB se echipează conform schema electrică monofilă PL16, respectiv cu:

- anvelopă de beton cu exploatare din interior;
- 2 celule modulare de interior, de linie 20kV, echipate cu separator de sarcină motorizat (48 Vcc), detector de defect (RTU 7.4PC2 sau similar sau prin terminalul numeric de protecție) - tori 150/1A (plecare LES 20kV), sistem anticondens (rezistență+termostat);
- o celulă modulară de interior, de trafo 20/0,4kV, echipată cu separator sarcină+întrerupător cu vid motorizate (48V cc), terminal numeric de protecție și reductori de curent de protecție 2x40/5A, sistem anticondens (rezistență+termostat);
- transformator de forță 20/0,4kV, 1250kVA, pierderi reduse, înfășurări Cu/Cu;
- tablou de distribuție de joasă tensiune (TDRI) echipat cu USOL debrosabil $I_n=2000\text{A}$, 12 plecări spre invertoare, echipate cu întrerupători 250A, montaj fix;
- circuite servicii interne PTAB.

Pentru alimentare Unității de Stocare S1, se amplasează PTAB 20/0,4kV, 1600kVA, conform plan de situație PL04, echipat conform schema electrică monofilă PL17 cu:

- anvelopă de beton cu exploatare din interior;
- 1 celulă modulară de interior, de linie 20kV, echipată cu separator de sarcină motorizat (48 Vcc), detector de defect (RTU 7.4PC2 sau similar sau prin terminalul numeric de protecție) - tori 50/1A (plecare LES 20kV), sistem anticondens (rezistență+termostat);
- o celulă modulară de interior, de trafo 20/0,4kV, echipată cu separator sarcină+întrerupător cu vid motorizate (48V cc), terminal numeric de protecție și reductori de curent de protecție 2x50/5A, sistem anticondens (rezistență+termostat);
- transformator de forță 20/0,4kV, 1600kVA, pierderi reduse, înfășurări Cu/Cu;
- tablou de distribuție de joasă tensiune (TDRI) echipat cu USOL debrosabil $I_n=2500\text{A}$;
- circuite servicii interne PTAB.

PTAB S1 se va racorda la PC2 proiectat cu cabluri de tip A2XS(F)2Y 3x1x185/25mm², în lungime de traseu circa 0,33km.

Între PC2 20kV proiectat și stâlful SC 15014 nr. 1 proiectat se va realiza LES 20kV cu cabluri de tip A2XS(F)2Y 3x1x185/25mm² în lungime de circa 50m traseu;

Cablurile LES 20kV buclă 2(PC 2) și racordare LES 20kV în LEA 20kV Colibasi se pozează în profil „M” pe spațiul verde din interiorul parcului și în profil „T” la subtraversările drumurilor interne parcului 2, se protejează în teava PVC-G 160mm la intrările în PC 20kV, PTAB-uri, urcarea pe stâlful SC 15014 sau subtraversările de drumuri interne CEF.

Cablurile LES de 0,4kV de la invertoare la cutiile de conexiuni și TDRI-uri și cablurile de la invertoare la panourile solare nu fac obiectul prezentei documentații de proiectare, acestea fac parte din proiectul intern al CEF Cojani 2 – Parc 2.

PARC 3

La circa 20m de stâlful SC15014 nr. 55 din axul LEA 20kV Albeni, în afara zonei de protecție a LEA 20kV Albeni, pe domeniul public aferent drumului de acces spre satul Cojani (CF 39017 – UAT Carbunesti), se va amplasa stâlful SC15014 nr. 1, echipat cu priza de pământ 4 ohmi, descarcători ZnO 20kV, separator tripolar de tip STEPNO 20kV, consola CIT 140 și lanțuri duble de întindere compozite, zona IV de poluare. Stâlful SC15014 nr. 55

din axul LEA 20kV Albeni se echează cu consola CDV și lanturi duble de întindere compozite în racordul LEA 20kV Parc 3. Racordul LEA 20kV se realizează cu conductoare de tip ACSR 95-Al 1/14-ST1A, în lungime de traseu de circa 20m.

Pe stâlful SC15014 nr. 1 proiectat se realizează trecerea LEA 20kV în LES 20kV, cu suport metalic zincat, cutii terminale de exterior, descărcatori ZnO 20kV, cabluri 20kV de tip A2XS(F)2Y 3x1x185/25mm², protejate în tub PVC de tip G.

Pe terenul aferent CEF Cojani 2 proiectată, conform plan de situație PL04 se amplasează un punct de conexiuni(PC 3) 20kV proiectat, integrat în SCADA DEO S.A., care va fi echipat conform schema electrică din planșa PL15 cu:

- anvelopă de beton cu exploatare din interior;
- o celulă modulară de interior, de linie 20kV, echipată cu separator de sarcină motorizat (48 Vcc), TSI 20/0,23kV, 4kVA, detector de defect(RTU 7.4PC2 sau similar sau prin terminalul numeric de protecție) - tori 200/1A (plecare LEA 20kV Albeni), sistem anticondens(rezistență+termostat);
- o celulă modulară de interior, de MASURA SECURIZABILĂ (cu acces separat securizat din exterior), echipată cu 3 reductori de măsură de curent 200/5/5A, clasă 0,2, respectiv 3 reductori de măsură de tensiune 20/ $\sqrt{3}$ /0,1/ $\sqrt{3}$ /0,1/3kV, clasă 0,2S, corespunzătoare categoriei A a punctului de măsură, conform prevederilor Ordinului ANRE 103/2015, analizor de energie (Mavosys sau similar), sistem anticondens(rezistență+termostat);
- 2(două) celule modulare de interior, de linie cu separator sarcină+întrerupător cu vid, motorizate (48V cc) de sosire PRAB-uri Parc 3, terminal numeric de protecție și reductori de curent de protecție 2x150/5/5A, sistem anticondens(rezistență+termostat);
- 1 celulă modulară de interior, de linie cu separator sarcină+întrerupător cu vid, motorizată(48V cc) de sosire PTAB unitate de stocare S2, terminal numeric de protecție și reductori de curent de protecție 2x50/5/5A, sistem anticondens (rezistență+termostat);
- spațiu liber pentru montarea unei celule 20kV;
- dulap SI cc/ca - sursă electroalimentare 48 Vcc(baterie + redresor);
- dulap comunicatii și SCADA;
- cutie externă cu vizor pentru contor (fără contor), pentru montarea contorului electronic trifazat având dimensiunile de 39x22x11cm (lxHxL) și accesul la citirea contorului, cabluri circuite secundare în lungime de circa 8m, tip NYY-J-7x2,5mm² + NYY-J-5x2,5mm², pentru alimentarea contorului montare contor în montaj indirect, între reductorii de măsură din celula de măsură 20kV și cutia contorului;
- circuite secundare servicii interne c.a./c.c.;
- levier de manevră, tablă avertizare.

În interiorul CEF Cojani 2 – Parc 3 se vor amplasa în buclă 4 posturi de transformare în anvelopă de beton PTAB 20/0,4kV, 1250kVA (PTAB 9...PTAB 12), amplasate conform plan de situație PL04 și dimensionate conform distribuției panourilor și învertoarelor pe terenul CEF disponibil. Racordarea PTAB-urilor se realizează în PC3 20kV proiectat, în buclă LES 20kV deschisă între PTAB 10 și PTAB 11, cu cabluri de tip A2XS(F)2Y 3x1x185/25mm², în lungime de traseu circa 2,32km. PTAB se echează conform schema electrică monofilă PL16, respectiv cu:

- anvelopă de beton cu exploatare din interior;
- 2 celule modulare de interior, de linie 20kV, echipate cu separator de sarcină motorizat (48 Vcc), detector de defect(RTU 7.4PC2 sau similar sau prin terminalul numeric de protecție) - tori 150/1A (plecare LES 20kV), sistem anticondens(rezistență+termostat);
- o celulă modulară de interior, de trafo 20/0,4kV, echipată cu separator sarcină+întrerupător cu vid motorizate (48V cc), terminal numeric de protecție și

reductori de curent de protecție 2x40/5A, sistem anticondens(rezistentă+termostat);

- transformator de forță 20/0,4kV, 1600kVA, pierderi reduse, înfășurări Cu/Cu;
- tablou de distribuție de joasă tensiune(TDRI) echipat cu USOL debrosabil $I_n=2000\text{A}$, 12 plecări spre invertoare, echipate cu întrerupători 250A, montaj fix;
- circuite servicii interne PTAB.

Pentru alimentare Unitatii de Stocare S2, se amplasează PTAB 20/0,4kV, 1600kVA, conform plan de situație PL04, echipat conform schema electrică monofilă PL17 cu:

- anvelopă de beton cu exploatare din interior;
- 1 celulă modulară de interior, de linie 20kV, echipată cu separator de sarcină motorizat (48 Vcc), detector de defect(RTU 7.4PC2 sau similar sau prin terminalul numeric de protecție) - tori 50/1A (plecare LES 20kV), sistem anticondens (rezistentă+termostat);
- o celulă modulară de interior, de trafo 20/0,4kV, echipată cu separator sarcină+întrerupător cu vid motorizate (48V cc), terminal numeric de protecție și reductori de curent de protecție 2x50/5A, sistem anticondens (rezistentă+termostat);
- transformator de forță 20/0,4kV, 1600kVA, pierderi reduse, înfășurări Cu/Cu;
- tablou de distribuție de joasă tensiune(TDRI) echipat cu USOL debrosabil $I_n=2500\text{A}$;
- circuite servicii interne PTAB.

PTAB S1 se va racorda la PC3 proiectat cu cabluri de tip A2XS(F)2Y 3x1x185/25mm², în lungime de traseu circa 0,15km.

Între PC3 20kV proiectat și stâlful SC 15014 nr. 1 proiectat se va realiza LES 20kV cu cabluri de tip A2XS(F)2Y 3x1x185/25mm² în lungime de circa 0,9km traseu. Cablurile se vor poza pe spațiul verde din interiorul parcului și pe spațiul verde din zona de protecție a DJ 661 și drumului comunal de acces la satul Cojani. Supratraversarea căii ferate se va realiza prin instalarea cablurilor electrice în teava metalică montată pe suporti metalici profilati fixați de podul aferent DJ 661 și pe suporti de beton la capetele podului care supratraversează calea ferată.

Cablurile LES 20kV buclă 3(PC 3) și racordare LES 20kV în LEA 20kV Albeni se pozează în profil „M” pe spațiul verde din interiorul parcului și pe domeniul public și în profil „T” la subtraversările drumurilor interne parcului 2 și căilor de acces la proprietăți, se protejează în teava PVC-G 160mm la intrările în PC 20kV, PTAB-uri, urcarea pe stâlful SC 15014 sau subtraversările de drumuri interne CEF și acceselor la proprietăți.

Cablurile LES de 0,4kV de la invertoare la cutiile de conexiuni și TDRI-uri și cablurile de la invertoare la panourile solare nu fac obiectul prezentei documentații de proiectare, acestea fac parte din proiectul intern al CEF Cojani 2 – Parc 3.

Racordarea noului producător la rețeaua 20kV conduce la modificarea circulației de puteri în LEA 20kV Zorlești, LEA 20kV Colibasi, LEA 20kV Albeni și în stația 110/20kV Tg. Carbunesti. În situația existentă energia produsă de centralele racordate în rețeaua de distribuție aferentă stației 110/20kV Tg. Carbunesti, la varful de dimineată de vară (VDV 2020), respectiv 14,66MW, fiind debitată în LEA 110kV Carbunesti – Tg. Jiu Nord prin trafo T2 110/20kV, 25MVA. În urma efectuării calculului de regimuri în situația existentă și proiectată rezultă că sunt necesare lucrări de întărire a rețelei pentru amplificarea/rotirea trafo 110/20kV în stația Carbunesti, respectiv de la situația existentă cu 2x25MVA la situația proiectată cu 2x40MVA.

Prin funcționarea CEF Cojani 2 proiectată și a instalațiilor de stocare(IS) aferente nu se va depăși puterea maximă simultan evacuată, respectiv puterea maximă simultan absorbită

aprobate, limitarea urmând să fie implementată prin parametrizarea protecțiilor în punctele de conexiuni 20kV proiectate.

Au fost calculate valorile CPT în rețeaua de medie tensiune analizată, în situația existentă și în situația proiectată. Datorită racordării grupurilor generatoare fotovoltaice aferente parcurilor 1...3 din CEF Cojani 2 în LEA 20kV Zorlești, LEA 20kV Colibasi și LEA 20kV Albeni, are loc creșterea CPT atât în rețeaua de medie tensiune cât și datorită înlocuirii (rotirii) trafo 25MVA cu trafo 40MVA în stația Tg. Carbonești, cu încadrarea în limitele procentuale stabilite de OD.

Rezultatele calculelor de verificare și dimensionare sunt prezentate în breviarul de calcule electrice și în analiza de regimurilor de funcționare a rețelei de medie tensiune.

Punctele de delimitare a instalațiilor

PARC 1

Delimitarea instalațiilor proiectate se realizează la 20kV, la stâlful SC 15014 nr. 66A proiectat în axul LEA 20kV Zorlești, la clemele de legătură ale racordului LEA 20kV CEF Cojani 2 - Parc 1 proiectat.

PARC 2

Delimitarea instalațiilor proiectate se realizează la 20kV, la stâlful SC 15014 nr. 97 proiectat în axul LEA 20kV Colibasi, la clemele de legătură ale racordului LEA 20kV CEF Cojani 2 - Parc 2 proiectat.

PARC 3

Delimitarea instalațiilor proiectate se realizează la 20kV, la stâlful SC 15014 nr. 55 proiectat în axul LEA 20kV Albeni, la clemele de legătură ale racordului LEA 20kV CEF Cojani 2 - Parc 3 proiectat.

Măsurarea energiei electrice

PARC 1

Se realizează cu contor compatibil Converge, în montaj indirect, utilizând reductori de curent 2x150/5/5A, clasă 0,2 și reductori de tensiune 20/ $\sqrt{3}$ /0,1/ $\sqrt{3}$ /0,1/ $\sqrt{3}$ kV, clasă 0,2S din celula de măsură, amplasată în **compartiment separat securizabil** în PC1 20kV proiectat. Pentru asigurarea accesului contorul se montează în cutie externă cu vizor (tip BMPT) pe peretele PC proiectat, contorul electronic trifazat având dimensiunile de 39x22x11cm (lxHxL). Contorul se montează utilizând cabluri de circuite secundate tip NYY-J-7x2,5mm² + NYY-J-5x2,5mm², în lungime de circa 8m (montaj indirect).

Datorită necoincidenței punctului de delimitare cu punctul de măsură se calculează pierderi în elementele dintre acestea. Transformatoarele de măsură vor avea aprobare de model BRML și buletine de verificare metrologică inițială.

PARC 2

Se realizează cu contor compatibil Converge, în montaj indirect, utilizând reductori de curent 2x200/5/5A, clasă 0,2 și reductori de tensiune 20/ $\sqrt{3}$ /0,1/ $\sqrt{3}$ /0,1/ $\sqrt{3}$ kV, clasă 0,2S din celula de măsură, amplasată în **compartiment separat securizabil** în PC2 20kV proiectat. Pentru asigurarea accesului contorul se montează în cutie externă cu vizor (tip BMPT) pe peretele PC proiectat, contorul electronic trifazat având dimensiunile de 39x22x11cm (lxHxL). Contorul se montează utilizând cabluri de circuite secundate tip NYY-J-7x2,5mm² + NYY-J-5x2,5mm², în lungime de circa 8m (montaj indirect).

Datorită necoincidenței punctului de delimitare cu punctul de măsură se calculează pierderi în elementele dintre acestea. Transformatoarele de măsură vor avea aprobare de model BRML și buletine de verificare metrologică inițială.

PARC 3

Se realizează cu contor compatibil Converge, în montaj indirect, utilizând reductori de curent $2 \times 200/5/5\text{A}$, clasa 0,2 și reductori de tensiune $20/\sqrt{3}/0,1/\sqrt{3}/0,1/\sqrt{3}\text{kV}$, clasa 0,2S din celula de măsură, amplasată în **compartiment separat securizabil** în PC3 20kV proiectat. Pentru asigurarea accesului contorul se montează în cutie externă cu vizor (tip BMPT) pe peretele PC proiectat, contorul electronic trifazat având dimensiunile de $39 \times 22 \times 11\text{cm}$ (lxHxL). Contorul se montează utilizând cabluri de circuite secundare tip NYY-J-7x2,5mm² + NYY-J-5x2,5mm², în lungime de circa 8m (montaj indirect).

Datorită necoincidenței punctului de delimitare cu punctul de măsură se calculează pierderi în elementele dintre acestea. Transformatoarele de măsură vor avea aprobare de model BRML și buletine de verificare metrologică inițială.

Se modifică măsurarea energiei electrice pentru consumatorii OMV Petrom aferenți LEA 20kV Colibasi, din celula LEA 20kV a stației Tg. Carbonești în grupul de măsură de tip PETROM, realizat cu reductori de curent $2 \times 100/5\text{A}$, clasa 0,2S și reductori de tensiune $20/0,1\text{kV}$, clasa 0,2, montat pe stalpul SE8 nr. 105.

Contoarele și bornele înfășurărilor de măsură ale reductorilor de curent și tensiune se vor securiza conform Politicii Tehnice nr. 10/2018, rev. 8 – Măsurarea energiei electrice a Distribuție Energie Oltenia S.A.

Investitorul va încheia, la următoarea fază de proiectare, convenție de uz și servitute în formă autentică (la notar), cu înscrisura în cartea funciară și cu titlu gratuit, în favoarea operatorului de distribuție Distribuție Energie Oltenia S.A., în vederea accesului la celulele de măsură (contori și reductori) din PC1, PC2 și PC3 proiectate.

Avantajele variantei 1:

- ❖ se asigură racordarea solicitată de producător (consumator) fără limitări ale puterii evacuate și lucrări de întărire în rețeaua de medie tensiune (LEA 20kV);
- ❖ amplasarea instalațiilor proiectate se va realiza pe domeniul privat investitorului și pe domeniul public;
- ❖ lucrările finanțate din tarif de racordare se referă la instalațiile existente și sunt optime din punct de vedere tehnico-financiar în comparație cu varianta 2.

Dezavantajele variantei 1:

- ❖ necesită lucrări de întărire rețea în stația 110/20kV Tg. Carbonești;
- ❖ datorită necoincidenței punctelor de delimitare cu punctele de măsură se calculează pierderi între acestea, conform breviarului de calcule electrice atasat;
- ❖ creșterea CPT în rețeaua de medie tensiune existentă este mai mare decât în varianta 2.

Varianta 2 (planșele PL01, PL05, PL07, PL10, PL13, PL17...PL19, A-03, A-07, A-08)

Conform datelor puse la dispoziție de solicitant, alocarea panourilor, invertoarelor, sumatoarelor și PTAB 20/0,4kV pe parcuri independente, a locului de producere/consum aferent CEF Cojani 2 proiectată este următoarea:

PARC 1

- *Puterea instalată totală Parc 1: 7461,6kW;*
din care :
 - *Puterea instalată generatoare fotovoltaice (invertoare): 5961,6kW;*
 - *Puterea instalată în instalație de stocare: 1500kW.*
- *Nr. panouri : 15840buc;*
- *Tip panou: LG 405W bifaciale;*
- *Pi/panou: 0,405kWp;*
- *Puterea maximă debitată de panouri: 6415,2kWp;*
- *Tip invertoare: Solar Edge SE82.8K;*

- P_i inverter(c.a.): 82,8kW ;
- Nr. invertoare: 72buc.;
- Puterea maximă debitată de invertore: 5961,6kW;
- Un inverter(c.a.): 400V ;
- Numar PTAB 20/0,4kV, 1250kVA – 6buc.
- P_i servicii interne: 1600kW;
- $P_{\text{max.sa}}$, servicii interne: 1575kW ;
- Putere instalată în instalația de stocare (IS): 1500kW;
- P_i element de stocare: 500kW;
- Numar unitati stocare: 3buc;
- Tip inverter unitati de stocare: SMA Sunny Central Storage SCS 1900;
- P_i inverter(c.a.): 1900kVA;
- Un inverter(c.a.): 337V(287 V to 404V);
- Numar PTAB 20/0,4kV, 1600kVA pentru unitati stocare – 1buc;
- Puncte de conexiuni PC 20kV pentru racordare RED 20kV – 1 buc.

PARC 2

- Puterea instalată totală Parc 2: 7544,4kW;
din care :
 - o Puterea instalată generatoare fotovoltaice(invertore): 6044,4kW;
 - o Puterea instalată în instalație de stocare: 1500kW.
- Nr. panouri : 16060buc;
- Tip panou: LG 405W bifaciale;
- P_i /panou: 0,405kWp;
- Puterea maximă debitată de panouri: 6504,3kWp;
- Tip invertore: Solar Edge SE82.8K;
- P_i inverter(c.a.): 82,8kW ;
- Nr. invertore: 73buc.;
- Puterea maximă debitată de invertore: 6044,4kW;
- Un inverter(c.a.): 400V ;
- Numar PTAB 20/0,4kV, 1250kVA – 6buc.
- P_i servicii interne: 1600kW;
- $P_{\text{max.sa}}$, servicii interne: 1500kW ;
- Putere instalată în instalația de stocare (IS): 1500kW;
- P_i element de stocare: 500kW;
- Numar unitati stocare: 3buc;
- Tip inverter unitati de stocare: SMA Sunny Central Storage SCS 1900;
- P_i inverter(c.a.): 1900kVA;
- Un inverter(c.a.): 337V(287 V to 404V);
- Numar PTAB 20/0,4kV, 1600kVA pentru unitati stocare – 1buc;
- Puncte de conexiuni PC 20kV pentru racordare RED 20kV – 1 buc.

Parcul 1 având $P_i=7461,6\text{kW}$ se racordează prin racord LES 20kV pe bară 20kV a stației de transformare 110/20kV Tg. Carbunesti, în celula 10k de racord(linie) și masura CEF Cojani 2 - Parc 1 proiectată și finanțată pe tarif de racordare.

Conform schemei electrice monofilare a stației 110/20kV Tg. Carbunesti din planșa PL10 și planului de situație proiectată a stației Tg. Carbunesti din planșa PL07, celula 10k proiectată, compatibilă cu celulele existente (izolație bare în aer, în compartiment închis, 20kV, 1250A), integrată în SCADA stație și dispecer, se echipează cu:

- întrerupător cu comutație în vid 24kV/630A/25kA în montaj debrosabil ;

- 3 transformatoare de măsură și protecție de curent tip support, cu raport de transformare 2x250/5/5/5A, clasa 0,2;
- 3 transformatoare de măsură de tensiune 20/ $\sqrt{3}$ /0,1/ $\sqrt{3}$ /0,1/3kV, clasa 0,2S;
- separator de legare la pământ, cu acționare manuală;
- releu numeric de protecție;
- indicator semnalizare defect pe cabluri cu tori 50/1A;
- sistem trifazat de semnalizare prezenta tensiune pe cabluri;
- detector de arc cu senzori optici;
- analizor de energie electrică (Mavosys sau similar);
- loc montare contor electric trifazat integrabil Converge;
- sistem anticondens(rezistență și termostat) și control umiditate;
- echipamente SCADA și comunicații;
- integrare în SCADA stație și SCADA dispecer ;
- parametrizare protecție, implementare dispozitiv reglaje protecției și testare releu numeric(protecției) ;
- probe, verificări și încercări FAT/SAT/PIF.

LES 20kV de racord în celula 10k proiectată în distribuitorul stației Tg. Carbunesti se realizează cu cabluri de tip A2XS(F)2Y 3x1x240/25mm², în lungime de traseu de circa 5,7km, amplasate conform planului de situație proiectată PL05, realizat în coordonate STEREO 70, pe terenul aferent parcului 1, pe domeniul public din zona de protecție a DJ 661, strazii Castanilor din orașul Tg. Carbunesti în incinta stației de transformare 110/20kV Tg. Carbunesti. Supratraversarea căii ferate se va realiza prin instalarea cablurilor electrice în teava metalică montată pe suport metalici profilati fixați de podul aferent DJ 661 și suport de beton la capetele podului care supratraversează calea ferată.

Cablurile LES 20kV se pozează în profil „M” pe spațiul verde din interiorul parcului și pe domeniul public și în profil „T” la subtraversările drumurilor interne parcului, drumurilor comunale/locale și căilor de acces la proprietăți, se protejează în teava PVC-G la intrările în PC 20kV, intrarea în distribuitorul stației Tg. Carbunesti sau subtraversările de drumuri și acceselor la proprietăți.

Parcul 2 având $P_i=7544,4\text{kW}$ se racordează prin racord LES 20kV pe bară 20kV a stației de transformare 110/20kV Tg. Carbunesti, în celula 24k de racord(linie) și măsură CEF Cojani 2 - Parc 2 proiectată și finanțată pe tarif de racordare.

Conform schemei electrice monofilare a stației 110/20kV Tg. Carbunesti din planșa PL10 și planului de situație proiectată a stației Tg. Carbunesti din planșa PL07, celula 24k proiectată, compatibilă cu celulele existente (izolație bare în aer, în compartiment închis, 20kV, 1250A), integrată în SCADA stație și dispecer, se echipează cu:

- întrerupător cu comutație în vid 24kV/630A/25kA în montaj debrosabil ;
- transformatoare de măsură și protecție de curent tip support, cu raport de transformare 2x250/5/5/5A, clasa 0,2;
- transformatoare de măsură de tensiune 20/ $\sqrt{3}$ /0,1/ $\sqrt{3}$ /0,1/3kV, clasa 0,2S;
- separator de legare la pământ, cu acționare manuală ;
- releu numeric de protecție;
- indicator semnalizare defect pe cabluri cu tori 50/1A;
- sistem trifazat de semnalizare prezenta tensiune pe cabluri;
- detector de arc cu senzori optici;
- analizor de energie electrică (Mavosys sau similar);
- loc montare contor electric trifazat integrabil Converge;
- sistem anticondens(rezistență și termostat) și control umiditate;
- echipamente SCADA și comunicații;
- integrare în SCADA stație și SCADA dispecer ;

- parametrizare protecții, implementare dispozitiv reglaj protecții și testare releu numeric(protecții) ;
- probe, verificări și încercări FAT/SAT/PIF.

LES 20kV de racord în celula 10k proiectată în distribuitorul stației Tg. Carbunesti se realizează cu cabluri de tip A2XS(F)2Y 3x1x240/25mm², în lungime de traseu de circa 5,4km, amplasat conform planului de situație proiectată PL05, realizat în coordonate STEREO 70, pe terenul aferent parcului 2, pe domeniul public din zona de protecție a DJ 661, strazii Castanilor din orașul Tg. Carbunesti în incinta stației de transformare 110/20kV Tg. Carbunesti. Supratraversarea căii ferate se va realiza prin instalarea cablurilor electrice în teava metalică montată pe suport metalici profilati fixați de podul aferent DJ 661 și suport de beton la capetele podului care supratraversează calea ferată. Traseul LES 20kV proiectat este comun cu LES 20kV de racord parc 1, din drepul PC 2 proiectat, până în stația de transformare 110/20kV Tg. Carbunesti.

Cablurile LES 20kV se pozează în profil „M” pe spațiul verde din interiorul parcului și pe domeniul public și în profil „T” la subtraversările drumurilor interne parcului, drumurilor comunale/locale) și căilor de acces la proprietăți, se protejează în teava PVC-G 200mm la intrările în PC 20kV, intrarea în distribuitorul stației Tg. Carbunesti sau subtraversările de drumuri și acceselor la proprietăți.

Parcurile 1 și 2, sunt independente și separate, echipate cu câte 7 PTAB 20/0,4kV(PL16, PL17), din care 6 PTAB de 1250kVA și 1 PTAB de 1600kVA (instalația de stocare și servicii interne) și un punct de conexiuni 20kV(PL18). Aceste echipamente sunt racordate între ele cu cabluri de tip A2XS(F)2Y 3x1x185/25mm², conform descrierii lucrărilor realizate pe fonduri beneficiar.

Pentru racordarea în RED existentă a CEF Cojani 2 sunt necesare lucrări de întărire rețea în stația 110/20kV Tg. Carbunesti identice cu cele descrise la varianta 1, generate de necesitate amplificării/rotirii trafo 2x25MVA cu trafo 2x40MVA.

Lucrări finanțate din tarif de racordare :

Conform schemei electrice monofilare a stației 110/20kV Tg. Carbunesti din planșa PL10 și planului de situație proiectată a stației Tg. Carbunesti din planșa PL07, se proiectează și montează 2 celule 20kV(10k și 24k) de racord(linie) și masură, compatibile cu celulele existente (izolație bare în aer, în compartiment închis, 20kV, 1250A), integrate în SCADA stație și dispecer, echipate cu:

- întrerupător cu comutație în vid 24kV/630A/25kA în montaj debrosabil ;
- transformatoare de măsură și protecție de curent tip support, cu raport de transformare 2x250/5/5/5A, clasa 0,5;
- transformatoare de măsură de tensiune 20/ $\sqrt{3}$ /0,1/ $\sqrt{3}$ /0,1/3kV, clasa 0,2S ;
- separator de legare la pământ, cu acționare manuală ;
- releu numeric de protecție;
- indicator semnalizare defect pe cabluri cu tori 50/1A;
- sistem trifazat de semnalizare prezenta tensiune pe cabluri;
- detector de arc cu senzori optici;
- analizor de energie electrică (Mavosys sau similar);
- loc montare contor electric trifazat integrabil Converge;
- sistem anticondens(rezistență și termostat) și control umiditate;
- echipamente SCADA și comunicații;
- integrare în SCADA stație și SCADA dispecer ;
- parametrizare protecții, implementare dispozitiv reglaj protecții și testare releu numeric(protecții) ;
- probe, verificări și încercări FAT/SAT/PIF.

Lucrări finanțate din fonduri de întărire rețea:

Datorită depășirii puterii de evacuare a transformatorilor 25MVA în stația 110/20kV Tg. Carbonești, este necesară efectuarea următoarelor lucrări de rotire a trafo 2x25MVA cu trafo 2x40MVA proprietatea DEO SA:

- Demontare transformator T1 110/20kV, 40MVA (1buc.), din stația Timișeni(GJ) transport (50km) și montare în locul T2 în stația 110/20kV Tg. Carbonești;
- Demontare transformator T2 110/20kV, 25MVA (1buc.), din stația Tg. Carbonești, transport (50km) și montare în stația 110/20kV Timișeni(GJ);
- Demontare transformator T3 110/20kV, 40MVA (1buc.), din stația Jilt(GJ), transport (60km) și montare în stația 110/20kV Carbonești, în locul T1 110/20kV, 25MVA;
- Demontare transformator T1 110/20kV, 25MVA (1buc.), din stația Tg. Carbonești, transport (60km) și montare în stația 110/20kV Jilt(GJ);
- Echipare SCADA - sonda temp. indicator nivel ulei, cofret, ventilatoare, înlocuire dispozitiv de acționare pentru trafo T3 40MVA adus din stația Jilt în stația Carbonești;
- Amenajare gropi de retenție și turnare grinzi cale rulare aferente noilor gabarite al trafo de 40 MVA - T1 40MVA, T2 - 40MVA în stația Tg. Carbonești, respectiv amenajare gropi de retenție și turnare grinzi cai de rulare pentru trafo T1 în stația Timișeni și trafo T3 în stația Jilt;
- Dublare pod bare trafo T1 și T2 cu bare 2xAl 100x10mm(In=1250A) în stația Tg. Carbonești;
- Dublare bare 20kV distribuitor în stația Carbonești cu bare In=1250A(2xAl 100x10mm);
- Înlocuire TNSI+BS1 10-100A cu TNSI+BS 20-200A în stația Tg. Carbonești;
- Înlocuire reductori de curent celula cupla 20kV cu TC 2x600/5/5A și reductori de curent celule trafo T1, T2 cu TC 1250/5/5A în stația Tg. Carbonești;
- Înlocuire reductori de curent 110kV trafo T1 în stația Tg. Carbonești cu CESU-110kV 2x150/5/5A din stocul de rezervă al OD;
- Reglaj protecții trafo 110/20kV, 40MVA, T1+T2 în stația Tg. Carbonești în celulele 110kV și 20kV;
- Reglaje protecții trafo 110/20kV, 25MVA în stațiile Timișeni și Jilt, aduse din stația Tg. Carbonești;
- Probe, verificări și încercări în vederea PIF pentru trafo T1, T2, distribuitor 20kV și TNSI+BS1 20-200A în stația Tg. Carbonești.

Amplasarea instalațiilor proiectate se realizează conform plan de situație PL07 a stației Tg. Carbonești și schema electrică monofilă PL10.

Lucrări pe fonduri beneficiar:

PARC 1

Pe terenul aferent CEF Cojani 2 proiectată, în afara zonei de protecție a LEA 20kV Zorlești, se amplasează un punct de conexiuni(PC1) 20kV proiectat, care va fi echipat conform schema electrică din planșa PL18 cu:

- anvelopă de beton cu exploatare din interior;
- o celulă modulară de interior, de linie 20kV, echipată cu separator de sarcină+întrerupător cu vid, motorizate (48 Vcc), terminal numeric de protecție, reductori de curent 2x250/5/5A (plecare LES 20kV spre stația Carbonești), sistem anticondens(rezistență+termostat);
- o celulă modulară de interior, de măsură și servicii interne, echipată cu 3 reductori de măsură de tensiune 20/ $\sqrt{3}$ /0,1/ $\sqrt{3}$ /0,1/3kV, clasă 0,5S, transformator de servicii interne 20/0,23kV, 4kVA, sistem anticondens(rezistență+termostat);

- 2(doua) celule modulare de interior, de linie cu separator sarcina+intrerupator cu vid, motorizate (48V cc) de sosire PRAB-uri Parc 1, terminal numeric de protecție și reductori de curent de protecție 2x250/5/5A, sistem anticondens(rezistentă+termostat);
- 1 celula modulară de interior, de linie cu separator sarcina+intrerupator cu vid, motorizată(48V cc) de sosire PTAB unitate de stocare S1, terminal numeric de protecție și reductori de curent de protecție 2x50/5/5A, sistem anticondens(rezistentă+termostat);
- spațiu liber pentru montarea unei celule 20kV;
- dulap SI cc/ca - sursă electroalimentare 48 Vcc(baterie + redresor);
- dulap comunicatii și SCADA;
- circuite secundare servicii interne c.a./c.c.
- levier de manevra, tablite avertizare.

În interiorul CEF Cojani 2 – Parc 1 se vor amplasa în buclă 6 posturi de transformare în avelopa de beton PTAB 20/0,4kV, 1250kVA (PTAB 1...PTAB 6), amplasate conform plan de situație PL05 și dimensionate conform distribuției panourilor și invertoarelor pe terenul CEF disponibil. Racordarea PTAB se realizează în PC1 20kV proiectat, în buclă LES 20kV deschisă între PTAB 3 și PTAB 4, cu cabluri de tip A2XS(F)2Y 3x1x185/25mm², în lungime de traseu circa 2,185km. PTAB-urile se echipează conform schema electrică monofilă PL19, respectiv cu:

- anvelopa de beton cu exploatare din interior;
- 2 celule modulare de interior, de linie 20kV, echipate cu separator de sarcină motorizat (48 Vcc), detector de defect(RTU 7.4PC2 sau similar sau prin terminalul numeric de protecție) - tori 250/1A (plecare LES 20kV), sistem anticondens(rezistentă și termostat);
- o celulă modulară de interior, de trafo 20/0,4kV, echipată cu separator sarcină+intrerupator cu vid motorizate (48V cc), terminal numeric de protecție și reductori de curent de protecție 2x40/5A, sistem anticondens(rezistentă și termostat);
- transformator de forță 20/0,4kV, 1250kVA, pierderi reduse, înfășurări Cu/Cu;
- tablou de distribuție de joasă tensiune(TDRI) echipat cu USOL debrosabil $I_n=2000\text{A}$, 12 plecări spre invertoare, echipate cu intrerupatori 250A, montaj fix;
- circuite servicii interne PTAB.

Pentru alimentare Unitatii de Stocare S1, se amplasează PTAB 20/0,4kV, 1600kVA, conform plan de situație PL05, echipat conform schema electrică monofilă PL17 cu:

- anvelopa de beton cu exploatare din interior;
- 1 celulă modulară de interior, de linie 20kV, echipată cu separator de sarcină motorizat (48 Vcc), detector de defect(RTU 7.4PC2 sau similar sau prin terminalul numeric de protecție) - tori 50/1A (plecare LES 20kV), sistem anticondens(rezistentă și termostat);
- o celulă modulară de interior, de trafo 20/0,4kV, echipată cu separator sarcină+intrerupator cu vid motorizate (48V cc), terminal numeric de protecție și reductori de curent de protecție 2x50/5A, sistem anticondens(rezistentă și termostat);
- transformator de forță 20/0,4kV, 1600kVA, pierderi reduse, înfășurări Cu/Cu;
- tablou de distribuție de joasă tensiune(TDRI) echipat cu USOL debrosabil $I_n=2500\text{A}$;
- circuite servicii interne PTAB.

PTAB S1 se va racorda la PC1 proiectat cu cabluri de tip A2XS(F)2Y 3x1x185/25mm², în lungime de traseu circa 0,45km.

Cablurile LES 20kV bucla 1(PC 1) și PTAB unitate de stocare S1 se pozează în profil „M” pe spațiul verde din interiorul parcului și în profil „T” la subtraversările drumurilor interne parcului 1, se protejează în teava PVC-G 160mm la intrările în PC 20kV și PTAB-uri.

Între PC 1 proiectat și celula 10k de linie(racord) și masura proiectată în stația Tg. Carbunesti se montează LES 20kV cu cabluri de tip A2XS(F)2Y 3x1x240/25mm², în lungime de traseu de circa 5,7km, amplasat conform planului de situație proiectată PL05, realizat în coordonate STEREO 70, pe terenul aferent parcului 1, pe domeniul public din zona de protecție a DJ 661, strazii Castanilor din orașul Tg. Carbunesti și în incinta stației de transformare 110/20kV Tg. Carbunesti. Supratraversarea căii ferate se va realiza prin instalarea cablurilor electrice în teava metalică montată pe suport metalici profilati fixați de podul aferent DJ 661 și suport de beton la capetele podului care supratraversează calea ferată.

Cablurile LES 20kV se pozează în profil „M” pe spațiul verde din interiorul parcului și pe domeniul public și în profil „T” la subtraversările drumurilor interne parcului, drumurilor comunale/locale și căilor de acces la proprietăți, se protejează în teava PVC-G la intrările în PC 20kV, intrarea în distribuitorul stației Tg. Carbunesti sau subtraversările de drumuri și acceselor la proprietăți.

Cablurile LES de 0,4kV de la invertoare la cutiile de conexiuni și TDRI-uri și cablurile de la invertoare la panourile solare nu fac obiectul prezentei documentații de proiectare, acestea fac parte din proiectul intern al CEF Cojani 2 – Parc 1.

PARC 2

Pe terenul aferent CEF Cojani 2 proiectată, în afara zonei de protecție a LEA 20kV Zorlești, se amplasează un punct de conexiuni(PC2) 20kV proiectat, care va fi echipat conform schema electrică din planșa PL18 cu:

- anvelopă de beton cu exploatare din interior;
- o celulă modulară de interior, de linie 20kV, echipată cu separator de sarcină+întrerupător cu vid, motorizate (48 Vcc), terminal numeric de protecție, reductori de curent 2x250/5/5A (plecare LES 20kV spre stația Carbunesti), sistem anticondens (rezistență și termostat);
- o celulă modulară de interior, de masură și servicii interne, echipată cu 3 reductori de masură de tensiune 20/ $\sqrt{3}$ /0,1/ $\sqrt{3}$ /0,1/3kV, clasa 0,5S, transformator de servicii interne 20/0,23kV, 4kVA, sistem anticondens (rezistență și termostat);
- 2(două) celule modulare de interior, de linie cu separator sarcină+întrerupător cu vid, motorizate (48V cc) de sosire PRAB-uri Parc 2, terminal numeric de protecție și reductori de curent de protecție 2x250/5/5A, sistem anticondens (rezistență și termostat);
- 1 celulă modulară de interior, de linie cu separator sarcină+întrerupător cu vid, motorizată(48V cc) de sosire PTAB unitate de stocare S2, terminal numeric de protecție și reductori de curent de protecție 2x50/5/5A, sistem anticondens (rezistență și termostat);
- spațiu liber pentru montarea unei celule 20kV;
- dulap SI cc/ca - sursă electroalimentare 48 Vcc(baterie + redresor);
- dulap comunicării și SCADA;
- circuite secundare servicii interne c.a./c.c.;
- levier de manevră, tablă avertizare.

În interiorul CEF Cojani 2 – Parc 2 se vor amplasa în bucla 6 posturi de transformare în anvelopă de beton PTAB 20/0,4kV, 1250kVA (PTAB 7...PTAB 12), amplasate conform plan de situație PL05 și dimensionate conform distribuției panourilor și invertoarelor pe terenul CEF disponibil. Racordarea PTAB se realizează în PC2 20kV proiectat, în bucla LES 20kV deschisă între PTAB 9 și PTAB 10, cu cabluri de tip A2XS(F)2Y 3x1x185/25mm², în lungime de traseu

circa 1,5km. PTAB-urile se echează conform schema electrică monofilă PL19, respectiv cu:

- anvelopă de beton cu exploatare din interior;
- 2 celule modulare de interior, de linie 20kV, echipate cu separator de sarcină motorizat (48 Vcc), detector de defect (RTU 7.4PC2 sau similar sau prin terminalul numeric de protecție) - tori 250/1A (plecare LES 20kV), sistem anticondens (rezistență și termostat);
- o celulă modulară de interior, de trafo 20/0,4kV, echipată cu separator sarcină+întrerupător cu vid motorizat (48V cc), terminal numeric de protecție și reductori de curent de protecție 2x40/5A, sistem anticondens (rezistență și termostat);
- transformator de forță 20/0,4kV, 1250kVA, pierderi reduse, înfășurări Cu/Cu;
- tablou de distribuție de joasă tensiune (TDRI) echipat cu USOL debrosabil $I_n=2000\text{A}$, 12 plecări spre invertoare, echipate cu întrerupători 250A, montaj fix;
- circuite servicii interne PTAB.

Pentru alimentare Unității de Stocare S2, se amplasează PTAB 20/0,4kV, 1600kVA, conform plan de situație PL05, echipat conform schema electrică monofilă PL17 cu:

- anvelopă de beton cu exploatare din interior;
- 1 celulă modulară de interior, de linie 20kV, echipată cu separator de sarcină motorizat (48 Vcc), detector de defect (RTU 7.4PC2 sau similar sau prin terminalul numeric de protecție) - tori 50/1A (plecare LES 20kV), sistem anticondens (rezistență și termostat);
- o celulă modulară de interior, de trafo 20/0,4kV, echipată cu separator sarcină+întrerupător cu vid motorizat (48V cc), terminal numeric de protecție și reductori de curent de protecție 2x50/5A, sistem anticondens (rezistență și termostat);
- transformator de forță 20/0,4kV, 1600kVA, pierderi reduse, înfășurări Cu/Cu;
- tablou de distribuție de joasă tensiune (TDRI) echipat cu USOL debrosabil $I_n=2500\text{A}$;
- circuite servicii interne PTAB.

PTAB S2 se va racorda la PC2 proiectat cu cabluri de tip A2XS(F)2Y 3x1x185/25mm², în lungime de traseu circa 0,156km.

Cablurile LES 20kV buclă 2(PC 2) și PTAB unitate de stocare S2 se pozează în profil „M” pe spațiul verde din interiorul parcului și în profil „T” la subaversările drumurilor interne parcului 1, se protejează în teava PVC-G 160mm la intrările în PC 20kV și PTAB-uri.

Între PC 2 proiectat și celula 24k de linie (racord) și masura proiectată în stația Tg. Carbunesti se montează LES 20kV cu cabluri de tip A2XS(F)2Y 3x1x240/25mm², în lungime de traseu de circa 5,4km, amplasat conform planului de situație proiectată PL05, realizat în coordonate STEREO 70, pe terenul aferent parcului 2, pe domeniul public din zona de protecție a DJ 661, strazii Castanilor din orașul Tg. Carbunesti și în incinta stației de transformare 110/20kV Tg. Carbunesti. Supraversarea căii ferate se va realiza prin instalarea cablurilor electrice în teava metalică montată pe suport metalic profilat fixat de podul aferent DJ 661 și suport de beton la capetele podului care supraversează calea ferată.

Cablurile LES 20kV se pozează în profil „M” pe spațiul verde din interiorul parcului și pe domeniul public și în profil „T” la subaversările drumurilor interne parcului, drumurilor comunale (locale) și căilor de acces la proprietăți, se protejează în teava PVC-G la intrările în PC 20kV, intrarea în distribuitorul stației Tg. Carbunesti sau subaversările de drumuri și acceselor la proprietăți.

Cablurile LES de 0,4kV de la invertoare la cutiile de conexiuni și TDRI-uri și cablurile de la invertoare la panourile solare nu fac obiectul prezentei documentații de proiectare, acestea fac parte din proiectul intern al CEF Cojani 2 – Parc 2.

Prin funcționarea CEF Cojani 2 proiectată și a instalațiilor de stocare (IS) aferente nu se va depăși puterea maximă simultan evacuată, respectiv puterea maximă simultan absorbită aprobată, limitarea urmând să fie implementată prin parametrizarea protecțiilor în punctele de conexiuni 20kV proiectate și în celulele 20kV de racord și masură 10k, 24k din stația 110/20kV Tg. Carbușești proiectate.

Au fost calculate valorile CPT în rețeaua de medie tensiune analizată, în situația existentă și în situația proiectată. Datorită racordării grupurilor generatoare fotovoltaice și instalațiilor de stocare aferente parcurilor 1 și 2 din CEF Cojani 2 pe barele 20kV ale stației Tg. Carbușești și datorită înlocuirii (rotirii) trafo 25MVA cu trafo 40MVA în stația Tg. Carbușești, are loc creșterea CPT atât în rețeaua de medie tensiune cât și în rețeaua de 110kV, cu încadrarea în limitele procentuale stabilite de OD.

Rezultatele calculelor de verificare și dimensionare sunt prezentate în breviarul de calcule electrice și în analiza de regimurilor de funcționare a rețelei de medie tensiune.

Punctele de delimitare

Delimitarea instalațiilor se realizează la 20kV, la papucii cutiilor terminale de interior aferente LES 20kV PC1 și PC2, în celulele de linie (racord) și masură 10k și 24k proiectate în distribuitorul stației de transformare 110/20kV Tg. Carbușești.

Măsurarea energiei electrice

Se realizează cu 2 contoare compatibile Converge, în montaj indirect, utilizând reductorii de curent 2x250/5/5/5A, clasa 0,2 și reductori de tensiune 20/ $\sqrt{3}$ /0,1/ $\sqrt{3}$ /0,1/ $\sqrt{3}$ kV, clasa 0,2S din celulele de linie (racord) și masură 10k și 20k, proiectate în distribuitorul 20kV al stației de transformare 110/20kV Tg. Carbușești. Pentru asigurarea accesului la grupul de masură contorul se montează în/pe fetele celulelor 10K și 24kV proiectate, cu posibilitatea de citire directă din fața celulelor. Contoarele electronice trifazate au dimensiunile de gabarit 39x22x11cm (lxHxL). Contorul se montează utilizând cabluri de circuite secundate tip NYY-J-7x2,5mm² + NYY-J-5x2,5mm², în lungime de circa 5m (montaj indirect). Punctele de delimitare coincid cu punctele de masură.

Transformatoarele de masură vor avea aprobare de model BRML și buletine de verificare metrologică inițială.

Contorul și bornele înfășurările de masură ale reductorilor de curent și tensiune se vor securiza conform Politicii Tehnice nr. 10/2018, rev. 8 – Măsurarea energiei electrice a Distribuție Energie Oltenia S.A.

Avantajele variantei 2:

- ❖ se asigură racordarea solicitată de producător (consumator) fără limitări ale puterii evacuate și lucrări de întărire în rețeaua de medie tensiune (LEA 20kV);
- ❖ amplasarea instalațiilor proiectate se va realiza pe domeniul privat al investitorului și pe domeniul public;
- ❖ creșterea CPT în rețeaua de medie tensiune existentă este mai mică decât în varianta 1;
- ❖ punctele de delimitare coincid cu punctele de masură și nu necesită calcul de pierderi.

Dezavantajele variantei 2:

- ❖ necesită lucrări mai ample pe tarif de racordare și fonduri beneficiar;
- ❖ necesită lucrări de întărire rețea în stația 110/20kV Tg. Carbușești;
- ❖ costurile investiționale și de exploatare sunt mai mari decât în varianta 1;
- ❖ curentul capacitiv suplimentar către trebuie compensat prin TNSI+BS este mai mare decât în varianta 1.

5. FUNCȚII IMPLEMENTATE ÎN TERMINALELE DE PROTECȚIE PROTECȚII:

- maximă de curent temporizată: 51PH, 51PL, 51N, 51G
- maximă de curent instantanee: 50PH, 50PL, 50N, 50G
- maximă de curent de secvență inversă: 46
- maximă de curent homopolar temporizată: 51SG
- maximă de curent homopolar instantanee: 50SG
- direcționarea protecției maxime de curent: 67P
- direcționarea protecției homopolare de curent: 67N/G
- maximă de tensiune: 59P, 59NH, 59 NL, 59X
- protecție de tensiune minimă: 27P, 27 X
- protecție de secvență inversă: 47
- protecție minimă/maximă frecvență (inclusiv df/dt): 81U/81O
- imagine termică: 49
- funcția de RAR (reanclansare automată rapidă) în 4 cicluri: 79
- control sincronism: 25
- declanșare de rezervă la refuz întreruptor: 50BF

MONITORIZARE ȘI MĂSURĂ:

- locator de defect;
- supraveghere sigurante TT;
- monitorizare efect termic al arcului electric în întrerupător
- înregistrator de evenimente
- osciloperturbograf încorporat cu rată de eșantionare programabilă
- sincronizare timp irig-b pentru ștampilă de timp cu precizie de 1ms
- măriri măsurate: tensiune, curent, frecvență, putere activă, reactivă, aparentă,

factor de putere.

Suplimentar terminalul numeric de protecție trebuie să fie capabil:

- să execute comenzi de anclanșare/declanșare (locală și de la distanță) asupra întreruptorului de celulă. Se menționează existența unor butoane dedicate comenzilor de întrerupător pe partea frontală a terminalului.
- să semnalizeze (la punctul central) poziția închis/deschis a aparatului primar;
- să conțină funcții logice și comenzi pentru circuitele de blocaje ale dispozitivelor de comutație primară ale celei;
- afișarea pe un display local (interfața MMI programabilă) măsuri, semnalizări, topologia echipamentului primar;
- interfață de comunicare serială pentru sistem SCADA.

Echipamentele trebuie să dispună de suficiente contacte pentru anclanșare declanșare și semnalizări.

Contactele de declanșare trebuie să fie de tip rapid și să fie capabile să acționeze direct asupra bobinelor de declanșare ale întreruptoarelor. Cerințele minime pentru contactele de anclanșare/declanșare sunt următoarele:

- Capacitate de conectare: minim 1000VA
- Tensiunea de comutare: 250Vc.c
- Curent permanent: 8A

Terminalele trebuie să aibă disponibile ieșiri numerice suficiente pentru semnalizări și interacțiuni cu alte sisteme de automatizare ale stației. De asemenea, trebuie să fie prevăzute cu indicații proprii care să ofere o imagine clară asupra tipului de defect și a modului în care a acționat releul de protecție. Aceste indicații trebuie să poată fi resetate manual sau electric ca efect al luării la cunoștință de către personalul de exploatare.

Alimentarea cu tensiune operativă de curent continuu (48 Vcc pentru celulele din punctul de conexiuni) trebuie monitorizată. Indisponibilitatea sursei de alimentare cu tensiune operativă trebuie să producă cel puțin o alarmă.

Convertoarele de c.c/c.c. utilizate în relee trebuie să asigure o izolare galvanică între circuitele interne releului și cele de alimentare cu tensiune operativă.

INTERFAȚA TERMINALELOR DE PROTECȚIE CU PROCESUL TEHNOLOGIC

Trebuie luate în considerare trei categorii de semnale:

- semnale de intrare binare (BI);
- semnale de ieșire binare (BO);
- semnale de intrare analogice (AI).

a) Semnalele de intrare binare (BI)

Semnalele BI sunt de tip pasiv, conform IEC 60870-3, art. 4.2.

Potențialul semnalelor de intrare binară va fi 220 Vcc.

b) Semnalele de ieșire binare (BO)

Semnalele BO sunt de tip pasiv, conform IEC 60870-3, art. 4.3.

Contactele pentru semnalele de ieșire binară vor avea ca tensiune nominală de aplicare 220Vcc

c) Semnalele de intrare analogice (AI)

Semnale de intrare analogice (AI) trebuie să prezinte următoarele caracteristici:

- curent nominal al sursei de curent: 5 A,
- tensiunea nominală a sursei de tensiune: 100V, și $100/\sqrt{3}\text{V}$, 50Hz.

INTERFAȚA ÎNTRE TERMINALUL DE PROTECȚIE ȘI OPERATOR (MMI)

La nivel de echipament, prin interfața proprie de conducere locală, se va asigura posibilitatea operării și supravegherii pe display precum și pe LED-urile aferente. Pentru echipamentele cu funcții de comandă volumul de informații oferit va fi cel necesar și suficient operării celulei respective. Acesta va prezenta topologia circuitului primar indicând starea, precum și posibilitatea de selecție și lansare a comenzilor.

Echipamentul trebuie să aibă interfețe seriale pentru conectare la PC (laptop) și pentru un sistem de conducere centralizată de tip SCADA:

- port frontal RS232 (300-115.200 Bauds) - protocoale MODBUS RTU și DNP 3.0
- 1 port LAN Ethernet 100 BaseFX cu conectori ST și 1 port LAN Ethernet 10/100
- Base TX cu conector RJ45 - protocol IEC 61850.

6. MONITORIZAREA CALITĂȚII ENERGIEI ELECTRICE

Pentru urmărirea continuității și calității energiei electrice, se va realiza monitorizarea acesteia, cu ajutorul unor aparate complexe adecvate. Aparatele de monitorizare trebuie să permită, minimum, măsurarea, înregistrarea și analiza următoarelor mărimi referitor la tensiune: întreruperile tranzitorii, întreruperile scurte și lungi, frecvența, valoarea efectivă a tensiunii, golurile de tensiune, supratensiunile temporare la frecvența industrială (50 Hz) între faze și pământ sau între faze (voltage swells), fenomenul de flicker, variațiile rapide și lente de tensiune, armonicile, interarmonicile, factorul de distorsiune armonică, nesimetria sistemului trifazat de tensiuni. De asemenea, aparatele trebuie să permită înregistrarea și măsurarea curenților (unda fundamentală și armonicile).

Obligațiile producătorului conform Ordinului ANRE 11/2016 - Standardul de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice, privind calitatea energiei electrice:

1. Limitele de tensiune contractuală U_c în limitele $\pm 5\%$ din tensiunea nominală;
2. Flicker $\leq 1\%$;
3. Variații rapide de tensiune în regim normal $\pm 4\%$ față de U_c nesimetrie $K_n \leq 2\%$;
4. Frecvență -conform contract;

5. Factorul total de distorsiune $\leq 3\%$;

6. Măsurarea energiei electrice conform codului de măsurare.

Pentru monitorizarea calitatii energiei electrice pe partea de MT se va monta în celulele de masura un analizor de energie în punctele de conexiuni(PC1, PC2 și PC3) 20kV proiectate în varianta 1, respectiv în celulele de record și masura 20kV proiectate în distribuitorul 20kV al stației de transformare 110/20kV Tg. Carbunesti. Analizorul de energie va fi de tip Mavosys sau similar, conform politicii tehnice a Distribuție Energie Oltenia S.A.

7. FLUXUL DE INFORMATII, SCHIMBUL DE DATE INTRE OTS, OD SI GESTIONARUL CEF, CERINTE DE MONITORIZARE SI REGLAJ, INTERFATA NOII SURSE CU SISTEMUL SCADA SI DE TELECOMUNICATII

Beneficiarul trebuie să își însușească și să aplice cerințele din:

Ordinul ANRE 208/14.12.2018 pentru aprobarea Normei tehnice privind cerințele tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru module generatoare, centrale formate din module generatoare și centrale formate din module generatoare offshore (situate în larg);

Ordinul ANRE 51/17.04.2019 privind aprobarea Procedurii de notificare pentru racordarea unităților generatoare și de verificare a conformității unităților generatoare cu cerințele tehnice privind racordarea unităților generatoare la rețelele electrice de interes public.

Ordinul ANRE 233/16.12.2019 privind aprobarea Metodologiei pentru schimbul de date între operatorul de transport și de sistem, operatorii de distribuție și utilizatorii de rețea semnificativi.

Gestionarul centralei formate din module generatoare trebuie să pună la dispoziția ORR, tipul protecțiilor, modalitatea de racordare la circuitele de tensiune, de curent electric și de declanșare, matricea de acționare a funcțiilor de protecție, stabilite prin proiect în punctul de racordare.

Conform Ordinului ANRE nr. 233/2019, schimbul de date între OTS, OD și URS (utilizator rețea semnificativ) -producători, sunt de tipurile:

- a) Schimb de date structurale
- b) Schimb de date referitoare la programare și prognoză
- c) Schimb de date în timp real pentru reglajul frecvență-putere

Extrase din Ordinul ANRE 233/16.12.2019 privind aprobarea Metodologiei pentru schimbul de date între operatorul de transport și de sistem, operatorii de distribuție și utilizatorii de rețea semnificativi(URS):

Art 8 — (1) Fiecare gestionar de instalație de producere a energiei electrice racordată la sistemul de distribuție, ce deține unități generatoare reprezentând URS specificați la art. 2 alin. (1) lit. a) și e) din SO GL, furnizează atât la OTS, cât și la OD la care are un punct de racordare, în timp real, următoarele date:

- a) poziția aparatului de comutație de la grupurile generatoare;
- b) fluxurile de putere activă și reactivă, curentul, tensiunea și frecvența în punctul de racordare;
- e) radiația solară medie la nivelul centralelor electrice fotovoltaice;
- f) puterea disponibilă a centralelor electrice fotovoltaice;
- g) după caz, consemnul de putere activă în valoarea netă, semnalul de starea de participare la procesul de stabilizare a frecvenței, puterea activă instantanee cu marcă de timp pentru fiecare unitate generatoare care face parte dintr-o unitate de furnizare a rezervelor sau a unui grup de furnizare a rezervelor.

(2) Prin derogare de la dispozițiile alin. (1), în situația în care într-o stație electrică sunt conectate mai multe unități generatoare de categorie B, gestionarii instalațiilor de producere nu transmit datele respective.

(3) Pentru situația prevăzută la alin. (2), OD transmite la OTS în mod agregat valorile de putere activă și reactivă produse, precum și tensiunea și frecvența în stație.

(10) Redundanța căilor de comunicație pentru transmiterea datelor de la unitățile generatoare prevăzute la alin. (1) este asigurată conform prevederilor Ordinului președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 72/2017 pentru aprobarea Normei tehnice privind cerințele tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru grupurile generatoare sincrone, publicat în Monitorul Oficial al României, Partea I, nr. 688 și 688 bis din 24 august 2017, cu modificările și completările ulterioare și ale Ordinului președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 208/2018 pentru aprobarea Normei tehnice privind cerințele tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru module generatoare, centrale formate din module generatoare și centrale formate din module generatoare offshore (situat în larg), publicat în Monitorul Oficial al României, Partea I, nr. 26 și 26 bis din 10 ianuarie 2019.

Art. 9 – Fiecare gestionar de instalație de producere a energiei electrice racordată la sistemul de distribuție, care deține unități generatoare reprezentând URS (utilizator de rețea semnificativ) transmite la OTS sau OD la care este racordat, cu 6 luni înainte de punerea în funcțiune sau de punerea în funcțiune după o rețehnologizare a URS, cel puțin următoarele date:

- a) date generale privind unitatea generatoare, inclusiv puterea instalată, sursa de energie primară sau tipul de combustibil;
- b) date privind RSF pentru unitatea de furnizare a rezervelor sau grupul de furnizare a rezervelor calificată/calificat pentru furnizarea de RSF, respectiv:
 - i. statismul regulatorului pentru unitățile generatoare de categorie C și D sau parametrul sau echivalent pentru grupurile furnizoare de RSF;
 - ii. puterea activă minimă (P_{min}) și puterea activă maximă (P_{max});
 - iii. entitatea de RSF pentru care a fost calificat;
- c) date privind RRF pentru unitatea de furnizare de rezerve sau grupul de furnizare de rezerve calificată/calificat pentru furnizarea de RRF, respectiv:
 - i. puterea maximă disponibilă;
 - ii. rezerva aRRF, respectiv rezerva mRRF, valorile minime și maxime ale puterii unității de furnizare a rezervelor sau ale grupului de furnizare a rezervelor între care poate funcționa unitatea sau grupul de furnizare a RRF, cu luarea în considerare a aRRF, respectiv mRRF;
 - iii. viteza maximă de variație a puterii stabilită în procesul de calificare prealabilă;
- d) date privind RI pentru unitatea de furnizare a rezervelor sau grupul de furnizare a rezervelor calificată/calificat pentru furnizare de RI, respectiv:
 - i. puterea maximă disponibilă;
 - ii. puterea maximă posibilă a fi livrată;
 - iii. valorile minime și maxime ale puterii unității de furnizare a rezervelor sau ale grupului de furnizare a rezervelor între care poate funcționa unitatea sau grupul de furnizare RI;
 - iv. viteza maximă de variație a puterii stabilită în procesul de calificare prealabilă;
- e) date privind sistemele de protecție și automatizare;
- f) capacitatea de reglaj al puterii reactive;
- g) posibilitatea de acționare de la distanță a aparaturii de comutație;
- h) datele necesare pentru efectuarea simulărilor dinamice în conformitate cu prevederile normelor tehnice de racordare aplicabile, în vigoare;
- i) nivelul de tensiune în punctul de racordare și schema monofilară de racordare a fiecărei unități generatoare;
- k) în cazul unităților generatoare și a locurilor de consum cu consum comandabil modelate prin agregare, datele tehnice defalcate pe tipuri de surse primare de energie

și separate de consum, după caz, și pe stațiile electrice aferente modelului echivalent sau pe stațiile electrice la care sunt racordate;

l) în cazul unităților generatoare modelate prin agregare și administrate de un agregator, ale caror date sunt utilizate în analiza regională a siguranței în funcționare, agregatorul furnizează următoarele date: agregări ale capacității de producere, defalcate pe tipuri de surse primare de energie și separate de consumul administrat de agregator în zonele corespunzătoare ale rețelei electrice și stațiile electrice aferente modelului echivalent sau pe stațiile electrice la care sunt racordate;

m) în cazul unităților generatoare modelate detaliat și al agregărilor de capacitate de producere defalcate pe tipuri de surse primare de energie și separate de consum se precizează următoarele date:

- i. punctul de racordare;
- ii. sursa primară de energie.

Art. 10. – Fiecare gestionar de instalație de producere a energiei electrice care deține unități generatoare definite ca URS specificate la art. 2 alin.(1), lit a) și e) din SO GL informează OTS și OD la care are un punct de racordare, în termenul convenit, dar nu mai târziu de:

- a) prima punere în funcțiune; sau
- b) efectuarea oricăror modificări la instalațiile existente.

Art. 11. – (1) Fiecare gestionar de instalație de producere a energiei electrice racordată la sistemul de distribuție, ce deține unități generatoare definite ca URS specificați la art. 2 alin (1) lit. a) și e) din SO GL, furnizează OTS și OD la care are un punct de racordare(ORR), cel târziu în ziua D-2, următoarele date:

- a) indisponibilitatea prevăzută, restricționarea programată a puterii active, producția prognozată de putere active în punctul de racordare, inclusive durata de menținere a noii valori;
- b) orice restricție prognozată a capacității de reglaj al puterii reactive și durata de menținere a noii valori;
- c) graficele de producție și de consum din intervalul de două zile înainte și aproape de timpul real.

(2) Schimbul de date programate între URS specificați la art. 2 alin (1) lit. a) și e) din SO GL, participant pe piața de echilibrare, racordați la sistemul de distribuție și OTS, inclusive periodicitatea transmiterii datelor, se realizează conform Ordinului președintelui ANRE nr. 32/2013 privind aprobarea Regulamentului de programare a unităților de producție și a consumatorilor dispecerizabili, publicat în Monitorul Oficial al României, Partea I, nr. 320 din 3 iunie 2013, cu modificările și completările ulterioare.

(3) În situația producerii unui eveniment privind o instalație de producere a energiei electrice ce deține unități generatoare definite ca URS specificați la art. 2 alin (1) lit. a) și e) din SO GL, gestionarul acesteia transmite datele prevăzute la alin. (1) conform prevederilor Ordinului Președintelui Autorității Naționale de reglementare în Domeniul Energiei nr. 8/2005 privind aprobarea normei tehnice energetice „Normativ pentru analiză și evidența evenimentelor accidentale din instalațiile de producere, transport și distribuție a energiei electrice și termice”, publicat în Monitorul Oficial al României, Partea I, nr. 189 din 7 martie 2005.

Transmiterea datelor pentru echipamentele de măsură în toate variantele se va realiza prin echipamente integrate în sistemul de telegestiune al Distribuție Energie Oltenia S.A.

Releele de protecție montate în PC 20kV proiectate și celulele 20kV proiectate în stația Tg. Carbunesti vor fi prevăzute cu posibilitatea de transmitere a datelor conform cerințelor din Ordinul ANRE 233/2019, menționate mai sus. Transmiterea acestor informații se va efectua

printr-un modul de comunicație incorporat în releu utilizând protocolul de comunicație IEC 104 care este utilizat în instalațiile OD. În varianta 2 comunicația și comanda de la distanță se va realiza din releele de protecție aferente celulelor de linie și masura din stația Tg. Carbonești. Transmiterea acestor informații se va efectua printr-un modul de comunicație incorporat în releu utilizând protocolul de comunicație IEC 104 care este utilizat în instalațiile OD.

Comunicația între Punctele de conexiuni, stația de transformare 110/20kV Tg. Carbonești și Dispeceratul Distribuție Energie Oltenia SA se va realiza prin fibră optică și/sau tehnologia Radio HSPA+ (High Speed Packet Acces) asigurat de un operator de comunicații atestat.

Adresele și configurația finală a listei de IEC - 60870-5-104 va fi stabilită de serviciul SCADA al Distribuție Energie Oltenia, funcție de varianta de racordare la rețea aleasă.

8. SUPRAFAȚA ȘI SITUAȚIA JURIDICĂ A TERENULUI OCUPAT DE LUCRARE

Instalațiile proiectate se vor realiza pe domeniul public intravilan al orașului Tg. Carbonești și pe domeniul privat intravilan al investitorului, identificat prin imobilele cu numerele cadastrale 38671, 38669 – UAT Tg. Carbonești, sat Cojani, județul Gorj.

În varianta 1 se ocupă în regim permanent, domeniu public intravilan, circa 5mp teren pentru realizarea lucrărilor finanțate din tarif de racordare (plantare 3 stalpi SC 15014, din care unul nou în axul LEA 20kV existente). Se ocupă în regim temporar, domeniu public intravilan, circa 60mp.

În varianta 1 se ocupă în regim permanent circa 350mp *domeniu privat intravilan al investitorului, pentru amplasarea PC1...PC3 20kV, PTAB 1...PTAB12, PTAB S1, PTAB S2 și stălpilor SC15014 proiectați*, finanțate din fonduri beneficiar.

În varianta 1 se ocupă în regim temporar circa 8200mp, domeniu privat intravilan al investitorului, pentru amplasarea cablurilor LES 20kV și montarea echipamentelor interioare centralei fotovoltaice (puncte de conexiuni, posturi de transformare, stalpi SC 15014 de racord în RED 20kV).

În varianta 1 se ocupă în regim permanent circa 2mp, domeniu public intravilan pentru amplasarea unui stălp SC 15014. Se ocupă în regim temporar circa 900mp, domeniu public intravilan pentru execuție LES 20kV PC3 – stălp 1 SC15014 de racord în LEA 20kV Albeni.

În varianta 1 se ocupă în regim temporar circa 1200mp din incinta stației de transformare 110/20kV Tg. Carbonești, pentru executarea lucrărilor de întărire rețea proiectate.

În varianta 2 nu se ocupă în regim permanent, domeniu public pentru realizarea lucrărilor finanțate din tarif de racordare.

În varianta 2 se ocupă circa 6mp în interiorul distribuitorului 20kV ală stației Tg. Carbonești (proprietate DEO SA) pentru amplasarea celulelor de linie (racord) și masura 20kV 10k și 20k proiectate.

În varianta 2 se ocupă în regim permanent circa 330mp *domeniu privat intravilan al investitorului, pentru amplasarea PC1...PC2 20kV, PTAB 1...PTAB12, PTAB S1, PTAB S2 proiectați*, finanțate din fonduri beneficiar.

În varianta 2 se ocupă în regim temporar circa 6000mp, domeniu privat intravilan al investitorului, pentru amplasarea cablurilor LES 20kV și montarea echipamentelor interioare centralei fotovoltaice (puncte de conexiuni, posturi de transformare).

În varianta 2 se ocupă în regim temporar circa 5500mp, domeniu public intravilan pentru amplasarea cablurilor LES 20kV între PC 20kV proiectate și celulele 20kV de racord și masura din stația Tg. Carbonești.

În varianta 2 se ocupă în regim temporar circa 1200mp din incinta stației de transformare 110/20kV Tg. Carbonești, pentru executarea lucrărilor de întărire rețea proiectate.

În variantele 1 și 2 se ocupă în regim temporar circa 800mp din incinta stațiilor de transformare 110/20kV Jilt și 110/20kV Timiseni, pentru efectuarea lucrărilor de rotire a transformatorilor.

În varianta 1, Investitorul va încheia, la următoarea fază de proiectare, convenție de uz și servitute în formă autentică (la notar), cu înscrierea în cartea funciara și cu titlu gratuit, în favoarea operatorului de distribuție Distribuție Energie Oltenia S.A., în vederea accesului la celele de măsură securizabile (contori și reductori de măsură de curent și tensiune).

9. COEXISTENȚA INSTALAȚIILOR PROIECTATE CU ALTE INSTALAȚII ȘI CONSTRUCȚII

9.1. Coexistența LES 20kV cu alte instalații și construcții

Amplasarea în localități a rețelelor electrice în săpătură se execută conform NTE 007/08/00 și STAS 8591/1-91 referitor la trasee, distanțe minime, traversări și încrucișări.

Coexistența LES 20kV cu conducte de apă și canalizare

Se vor respecta condițiile impuse de NTE 007/08/00, SR 8591/1997:

- distanța minimă pe verticală între cablul de energie și conductă de apă și canalizare: 0,25m;
- distanța minimă pe orizontală între cablul de energie și conductă de apă și canalizare: 0,5 m.

Coexistența LES 20kV cu conducte de gaze

Se vor respecta condițiile impuse de NTPEE aprobate prin Ordinul ANRE 89/2018 și NTE 007/08/00:

- distanța minimă pe orizontală între cablul de energie și conductă de gaze: 0,6 m;
- distanța minimă pe verticală între cablul de energie și conductă de gaze: 0,25m.
- unghiul minim de traversare 60° .

Coexistența LES 20kV cu cabluri de energie sau comunicații

Se vor respecta condițiile impuse de NTE 007/08/00:

- distanța minimă pe verticală: 0,5 m. Se admite reducerea până la 0,25 m cu condiția protejării mecanice a cablului, pe o distanță de 0,5 m de o parte și de alta a traversării.
- distanța minimă pe orizontală: 0,25 m.

Coexistența LES 20kV cu clădirile

- distanța minimă pe orizontală față de fundațiile clădirilor: 0,6 m.

9.2. Coexistența LEA 20kV cu alte instalații și construcții

9.2.1. Traversări și apropieri față de căi ferate

Nu e cazul.

9.2.2. Traversări și apropieri față de drumuri

Drumurile, în conformitate cu prevederile Ordonanța Guvernului nr. 43/1997 privind regimul drumurilor, republicată, cu modificările și completările ulterioare (OG nr. 43/1997), se clasifică astfel:

(i) Din punctul de vedere al destinației:

- a) *drumuri publice* - obiective de utilitate publică destinate transportului rutier în scopul satisfacerii cerințelor economiei naționale, ale populației și de apărare a țării;
- b) *drumuri de utilitate privată* - servesc activităților economice (forestiere, petroliere, miniere, agricole, energetice etc., de acces în incinte, din incinte, organizare de șantier).

- (ii) Din punctul de vedere al circulației:
- a) *drumuri deschise circulației publice* – cuprind toate drumurile publice și acele drumuri de utilitate privată care asigură, de regulă, accesul nediscriminatoriu a vehiculelor și pietonilor;
 - b) *drumuri închise circulației publice* – cuprind acele drumuri de utilitate privată care servesc obiectivelor la care publicul nu are acces, precum și acele drumuri de utilitate publică închise temporar circulației publice.
- (iii) Din punctul de vedere funcțional și administrativ teritorial:
- a) *drumuri de interes național* (aparțin proprietății publice și asigură legătura capitalei cu reședințele de județe, legăturile între acestea, precum și cu țările vecine) pot fi:
 - 1. autostrăzi;
 - 2. drumuri expres;
 - 3. drumuri naționale europene (E);
 - 4. drumuri naționale principale;
 - 5. drumuri naționale secundare.
 - b) *drumuri de interes județean* (aparțin proprietății publice a județului și asigură legăturile între reședințele de județ și reședințele de comune, municipii, orașe, porturi, aeroporturi, obiective legate de apărare, turistice etc., precum și între orașe și municipii);
 - c) *drumuri de interes local* (aparțin proprietății publice a unității administrative pe teritoriul căreia se află) pot fi:
 - 1. drumuri comunale (leagă reședința de comună și satele componente, orașele și satele componente);
 - 2. drumuri vicinale (deservesc proprietăți, fiind situate la limita acestora);
 - 3. străzi (drumurile naționale, județene și comunale își păstrează categoria funcțională din care fac parte, fiind considerate continue în traversarea localităților, servind totodată și ca străzi).

În cazul de față sunt drumuri județene, comunale și vicinale (de exploatare) și de interes local în zona rurală, în interiorul și în afara localităților, pentru care distanța minimă de apropiere dintre stalpi și drum este de 1m pentru $1\text{kV} < U_n < 110\text{kV}$ (poate fi redusă cu acordul administratorului drumului), respectiv nu se impun valori minime ale distanței între conductorul inferior al LEA și partea carosabilă. Ca măsuri de siguranță și protecție nu se accepta înădrirea conductoarelor în secțiunea de traversare, izolația este marită (dubla) iar unghiul minim de traversare este de 15 grade.

9.2.3.Încrucișări și apropieri față de LEA

Se va respecta distanța minimă de apropiere la subtraversarea LEA 20kV Zorlești, izolația în racordul LEA 20kV PC 2 va fi dubla. Sunt respectate distanțele minime de apropiere față de LEA 20kV Zorlești, LEA 20kV Albeni și LEA 20kV Colibasi, conform normei tehnice privind delimitarea zonelor de protecție și de siguranță aferente capacităților energetice, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 239/20.12.2019, cu modificările și completările ulterioare.

9.2.4.Încrucișări și apropieri față de linii de telecomunicații, linii subterane de energie electrică, linii de tramvai sau troleibuz și mijloace de transport pe cablu suspendat.

Nu e cazul

9.2.5.Traversări și apropieri față de conducte supratere

Nu e cazul.

9.2.6.Trecerea LEA prin zone cu circulație frecventă

La proiectarea și construcția LEA noi, inclusiv a tronsoanelor noi ale LEA existente, amplasate în zone cu circulație frecventă, se va avea în vedere asigurarea unui nivel maxim al valorilor câmpurilor electrice și magnetice în conformitate cu prevederile Normelor privind limitarea expunerii populației generale la câmpuri electromagnetice de la 0 Hz la 300 GHz, aprobate prin Ordinul al ministrului sănătății publice nr. 1193/2006.

Stâlpii LEA din zonele cu circulație frecventă au fost prevăzuți cu prize artificiale de pământ pentru dirijarea distribuției potențialelor având rezistența de maxim 10 sau 4 ohmi(stâlpii cu echipamente).

9.2.7.Trecerea LEA prin zone de culturi pe spaliere metalice și peste îngrădiri metalice

Nu e cazul.

9.2.8.Traversări și apropieri față de clădiri

Nu e cazul, instalațiile proiectate nu traversează clădiri.

Distanța cea mai mică între construcțiile existente și axul LEA 20kV respectiv între LEA 20kV existente și amplasamentul centralei, este mai mare de 7m și corespunde cerințelor normei tehnice privind delimitarea zonelor de protecție și de siguranță aferente capacităților energetice, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 239/20.12.2019, cu modificările și completările ulterioare.

9.2.9.Traversări, treceri și apropieri față de poduri, baraje, diguri

Nu e cazul.

9.2.10.Traversări și apropieri față de ape și cursuri de apă

Nu e cazul.

9.2.11.Traversări și apropieri față de conducte subterane

În cazul traversărilor și apropiilor LEA față de conducte subterane (inclusiv cele de apă potabilă, canalizare, etc.), distanța de la conductă la cea mai apropiată fundație, respectiv priză de pământ a unui stâlp LEA, trebuie să fie de minimum 4 m, respectiv de minimum 2 m, cu următoarele excepții:

a) pentru *conductele subterane de fluide inflamabile* (gaze, țigeti, produse petroliere), distanța minimă este de 5 m față de cea mai apropiată priză de pământ a unui stâlp LEA;

b) pentru *conductele subterane de transport gaze inflamabile*, se respectă prevederile Ordinului președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 118/2013, cu modificările și completările ulterioare:

Conductele subterane trebuie să respecte față de cea mai apropiată fundație sau priză de pământ a unui stâlp LEA o distanță egală cu înălțimea stâlpului deasupra solului. Această distanță poate fi redusă până la 5m cu respectarea următoarelor:

1. încadrarea conductei într-o clasă superioară de locație;
2. izolarea exterioară suplimentară a conductei;
3. drenarea curenților de dispersie.

Cu acordul operatorului LEA, această distanță poate fi redusă în cazuri de excepție până la 2 m cu respectarea următoarelor:

1. încadrarea conductei într-o clasă de locație superioară cu 2 clase;
2. izolarea exterioară suplimentară a conductei;
3. drenarea curenților de dispersie.

c) pentru *conductele de irigații*;

d) pentru *alte categorii de conducte* întâlnite pe traseele liniilor, aparținând diferiților beneficiari, distanța se va stabili de comun acord cu autoritățile competente.

9.2.12.Traversări și apropieri față de instalații de extracție de petrol și gaze naturale, de pompare petrol, stații de reglare/măsurare gaze naturale

Nu e cazul.

9.2.13.Traversări și apropieri față de benzi transportoare

Nu e cazul.

9.2.14.Traversări și apropieri față de construcții de producție și/sau depozitare încadrate în categoria A, B sau C de pericol de incendiu

Nu e cazul.

9.2.15.Traversări și apropieri față de aeroporturi

Nu e cazul.

9.2.16.Traversări și apropieri față de instalațiile de emisie și recepție de telecomunicații prin înaltă frecvență

Nu e cazul.

9.2.17.Traversări și apropieri față de terenurile de sport și zonele de agrement

Nu e cazul.

9.2.18.Traversări și apropieri față de parcaje auto construite pe platforme în aer liber

Nu e cazul.

9.2.19.Traversări și apropieri față de terenuri normale și terenuri accidentate

Nu e cazul.

9.2.20.Încrucișarea cu lucrări și instalații de îmbunătățiri funciare

Nu e cazul.

9.2.21.Paralelismul LEA cu lucrările și instalațiile de îmbunătățiri funciare

Nu este cazul.

9.2.22.Irigarea zonelor apropiate de LEA cu tensiuni nominale peste 1 kV

Nu e cazul.

9.2.23.Traversări și apropieri între LEA și turbinele eoliene

Nu e cazul.

9.2.24.Traversări și apropieri față de panouri fotovoltaice

Nu e cazul.

9.2.25.Traversări și apropieri față de stații de carburanți

Nu e cazul.

9.2.26.Traversări și apropieri față de lucrări de exploatare la suprafață a agregatelor minerale și depozite de materiale

Nu e cazul.

10. DATE PRIVIND FORTA DE MUNCA

În urma realizării investiției nu se creează noi locuri de muncă.

Pe durata realizării investiției (fazele proiectare și execuție) se vor folosi 15-20 persoane timp de 12 luni.

11. DATA ESTIMATĂ A PIF

Având în vedere etapele de derulare a investiției în conformitate cu prevederile legale în vigoare, stadiul actual al proiectului și durata de derulare a lucrărilor de proiectare și execuție de 12 luni, se estimează ca data PIF va fi luna septembrie 2022.

12. DEVIZUL GENERAL AL INVESTIȚIEI

Devizul general s-a întocmit în conformitate cu HGR 907/2016, valorile cuprinse în acesta fiind exprimate în lei, cu și fără TVA, la cursul de 4,8725 lei/euro din data de 25.02.2021.

13. PRINCIPALII INDICATORI TEHNICO – ECONOMICI AI INVESTIȚIEI

A. Tariful de racordare

Tariful de racordare este un tarif reglementat care reprezintă cheltuiala efectuată de un operator de rețea pentru realizarea lucrărilor de racordarea unui loc de consum și/sau producere al unui utilizator la rețeaua electrică.

Conform prevederilor art. 9 din Ordinul ANRE nr. 11/2014, tariful de racordare pentru un loc de producere sau pentru un loc de consum și producere cuprinde trei componente T_i , T_r și T_u , respectiv:

$$T = T_i + T_r + T_u,$$

unde:

- T_i reprezintă cota de participare la finanțarea lucrărilor de întărire a rețelei electrice, necesare pentru evacuarea puterii aprobate utilizatorilor;
- T_r reprezintă componenta corespunzătoare realizării instalației de racordare;
- T_u reprezintă componenta corespunzătoare verificării:
 - a) dosarului instalației de utilizare și punerii sub tensiune a acestei instalații;
 - b) certificării conformității tehnice a centralei electrice cu cerințele normelor tehnice în vigoare.

Calcularea componentei T_i

Valoarea componentei T_i a tarifului de racordare se determină conform art. 10 din **Metodologia pentru stabilirea tarifelor de racordare a utilizatorilor la rețelele electrice de interes public**, cu modificările și completările aprobate cu ordinul ANRE nr. 87/2014, care prevede:

Art. 10. — (1) Componenta T_i a tarifului de racordare este egală cu valoarea minimă dintre:

- a. valoarea (T_i)SS a lucrărilor de întărire necesare pentru crearea condițiilor tehnice în vederea evacuării în rețea a puterii aprobate pentru locul de producere/locul de consum și de producere în cauza, stabilită pe baza de deviz general
- b. valoarea (T_i) calcul stabilită cu următoarea relație:

$$(T_i)_{\text{calcul}} = S_{\text{evacuare}} \times i,$$

unde:

S_{evacuare} — puterea aprobată pentru evacuare în rețea la locul de producere sau la locul de consum și de producere respectiv [MVA];

i — tarif specific [lei/MVA], conform Anexa 1 la Ordinul ANRE 11/2014.

Componenta T_i a fost calculată ca fiind minimul dintre valoarea rezultată pe baza de indici specifici, stabiliți prin art. 41 din Ordinul ANRE 11/2014 și valoarea lucrărilor de întărire rezultată pe baza de devize.

Astfel, în varianta 1, conform art. 41 din Ordinul ANRE 11/2014 rezulta:

$T_i = S_{\text{evacuare}} \cdot I_5 = S_{\text{evacuare}} \cdot (I_{\text{MTA}} + I_{\text{ST } 110.\text{MT}}) = 15,006\text{MVA} \cdot (97000 + 432000)\text{lei/MVA} = 7.938.174\text{lei}$, fara TVA.

Conform calculelor efectuate pe baza de devize, lucrările de întărire ce trebuie efectuate în stația Tg. Carbunesti au valoarea $T_i=2.827.725,07\text{lei}$, fara TVA.

Prin urmare valoarea tarifului de întărire rețea este $T_i=\min(7.938.174, 2.827.725,07)=2.827.725,07\text{lei}$ fara TVA, valoare rezultată pe baza de devize prezentate în partea economică a studiului de soluție.

În varianta 2, conform art. 43 din Ordinul ANRE 11/2014 rezulta:

$T_i = S_{\text{evacuare}} \cdot I_7 = S_{\text{evacuare}} \cdot (I_{\text{ST } 110.\text{MT}} + I_{\text{LE } 110}) = 15,006\text{MVA} \cdot (432000 + 231000)\text{lei/MVA} = 9.948.978\text{lei}$, fara TVA.

Conform calculelor efectuate pe baza de devize, lucrările de întărire ce trebuie efectuate în stația Tg. Carbunesti au valoarea $T_i=2.827.725,07\text{lei}$, fara TVA.

Prin urmare valoarea tarifului de întărire rețea este $T_i=\min(9.948.978, 2.827.725,07)=2.827.725,07\text{lei}$ fara TVA, valoare rezultată pe baza de devize prezentate în partea economică a studiului de soluție.

Concluzie: se constată că în ambele variante prezentate în studiul de soluție valoarea componentei T_i este cea stabilită prin devize și deviz general, adică **$T_i=2.827.725,07\text{lei}$, fara TVA.**

Calcularea componentei T_r

Componenta **T_r** a Tarifului de racordare reprezintă valoarea lucrărilor corespunzătoare realizării instalației de racordare, respectiv a instalațiilor dintre punctul de racordare la rețea și punctul de delimitare între instalațiile Operatorului de rețea și instalațiile Utilizatorului (producător și consumator).

Așa cum este prezentat în Regulamentul de racordare la rețeaua de interes public, aprobat cu Ordinul ANRE 59/2013 actualizat, echipamentele electrice și instalațiile dintre punctul de racordare și punctul de delimitare a instalațiilor între Operatorul de rețea și Utilizator vor trece în gestiunea Operatorului de rețea constituind componenta T_r a tarifului de racordare iar restul echipamentelor și instalațiilor vor fi în gestiunea Utilizatorului.

Conform Art. 12 din Ordinul ANRE nr. 11/2014, în situația racordării locului de producere sau a locului de consum și de producere la rețeaua electrică de medie sau înaltă tensiune, valoarea componentei T_r a tarifului de racordare se determină pe bază de deviz general.

În partea economică a studiului de soluție au fost determinate, pe baza de devize fundamentate pe preturi specifice la lucrările de execuție și oferte de pret la echipamente, devizele generale pentru variantele prezentate și analizate. Astfel, în varianta 1 a rezultat din devize $T_r=261.660,68\text{lei}$ fara TVA, respectiv în varianta 2 a rezultat din devize $T_r=585.047,49\text{lei}$ fara TVA.

Calcularea componentei T_u

Conform art. 51 din Ordinul ANRE nr. 11/2014, componenta T_u a tarifului de racordare este corespunzătoare următoarelor operații realizate de operatorul de rețea:

- verificarea dosarului instalației de utilizare și punerea sub tensiune a acestei instalații;
- verificarea și certificarea conformității tehnice a centralei electrice cu cerințele normelor tehnice în vigoare.

Conform Art. 53 (1), din Ordinul ANRE nr. 11/2014:

Art. 53- (1) Operatorii de rețea stabilesc tarife specifice corespunzătoare operațiilor

prevăzute la art. 51, lit b), după cum urmează:

- operatorul de transport și de sistem stabilește tarife specifice $(Tu)_{\text{cert}}$ pentru centralele dispecerizabile;
- operatorii de distribuție concesionari stabilesc tarife specifice $(Tu)_{\text{cert}}$ pentru centralele nedispecerizabile cu puteri mai mari de 1MW.
- Tarifele specifice prevăzute la alin (1) reprezintă cheltuiala medie, în lei/centrală, efectuată de operatorul de rețea pentru realizarea verificării și certificării conformității tehnice a centralei electrice cu cerințele normelor tehnice în vigoare.
- În situația racordării unei centrale dispecerizabile la rețeaua de distribuție, operatorul de distribuție care încasează tariful de racordare achită operatorului de transport și de sistem tariful specific prevăzut la alin (1) lit a), în baza unei convenții tripartite anexate contractului de racordare.

Valoarea componentei **Tu** corespunzătoare certificării conformității tehnice a centralei electrice cu cerințele normelor tehnice în vigoare este prevăzută în Anexa 1 a Ordinului ANRE nr. 141/2014 și este:

- 2400lei fără TVA/centrală dispecerizabilă cu puterea aprobată între 5MW și 10MW(inclusiv);
- 3580 lei fără TVA/centrală dispecerizabilă cu puterea aprobată mai mare de 10MW;
- 2130lei fără TVA/centrală nedispecerizabilă cu putere >1MW;
- 160lei fără TVA pentru loc de consum, $S>100\text{kVA}$, tensiune în punct de delimitare MT

În urma efectuării calculelor, corespunzător încadrării centralelor a rezultat:

Varianta 1: $Tu = 7.250,00$ LEI fără TVA (2130lei+2400lei+2400lei+160lei+160lei)

Varianta 2: $Tu = 5.120,00$ LEI fără TVA (2400lei+2400lei+160lei+160lei)

Rezultatele centralizate pe componentele tarifului de racordare sunt prezentate mai jos
Calculul tarifului total de racordare T

Varianta	Ti	Tr	Tu	T
	[LEI fără TVA]			
1	2.827.725,07	261.660,48	7.250,00	3.096.635,55
2	2.827.725,07	585.047,49	5.120,00	3.417.892,56

Luând în considerare și valoarea lucrărilor finanțate din fonduri beneficiar(producator), costurile investionale totale (tarif de racordare+ producator/fonduri beneficiar) sunt cele prezentate în tabelul de mai jos

Varianta (soluția)	Tarif de racordare T	Producător (fonduri beneficiar)	Total general (T+FB)
	[LEI fără TVA]		
1	3.096.635,55	10.463.077,60	13.559.713,15
2	3.417.892,56	13.065.609,87	16.483.502,43

În conformitate cu devizele de lucrări, devizele pe obiect, formularele F4 pentru echipamente și devizele generale pe categorii de lucrări(tarif de racordare, întărire rețea, fonduri beneficiar) prezentate în partea economică a studiului de soluție și componentele tarifului de racordare, sunt prezentate mai jos, pe variantele analizate, centralizatoarele cheltuielilor investionale incluzând și componentele de C+M.

VARIANTA 1 - tarif de racordare

TARIF	VALOARE FARA TVA(LEI)	TVA(LEI)	VALOARE CU TVA(LEI)
Ti, din care	2.827.725.07	537.267.76	3.364.992.83
C+M	1.402.440.70	266.463.73	1.668.904.43
Tr, din care	261.660.48	49.715.49	311.375.97
C+M	126.852.50	24.101.98	150.954.48
Tu	7.250.00	1377.5	8.627.50
T=Ti+Tr+Tu(tarif racordare)	3.096.635.55	588.360.75	3.684.996.31
din care C+M	1.529.293.20	290.565.71	1.819.858.91

VARIANTA 1 – fonduri beneficiar(producator)

	VALOARE FARA TVA(LEI)	TVA(LEI)	VALOARE CU TVA(LEI)
TOTAL INVESTITIE	10.463.077.60	1.987.984.74	12.451.062.34
din care C+M	2.221.276.69	422.042.57	2.643.319.26

VARIANTA 1 – TOTAL

	VALOARE FARA TVA(LEI)	TVA(LEI)	VALOARE CU TVA(LEI)
TOTAL INVESTITIE	13.559.713.15	2.576.345.50	16.136.058.65
din care C+M	3.750.569,89	712.608,28	4.463.178,17

VARIANTA 2 - tarif de racordare

TARIF	VALOARE FARA TVA(LEI)	TVA(LEI)	VALOARE CU TVA(LEI)
Ti, din care	2.827.725.07	537.267.76	3.364.992.83
C+M	1.402.440.70	266.463.73	1.668.904.43
Tr, din care	585.047.49	111.159.02	696.206.51
C+M	63.059.25	11.981.26	75.040.51
Tu	5.120.00	972.8	6.092.80
T=Ti+Tr+Tu(tarif racordare)	3.417.892.56	649.399.59	4.067.292.14
din care C+M	1.465.499.95	278.444.99	1.743.944.94

VARIANTA 2 – fonduri beneficiar(producator)

	VALOARE FARA TVA(LEI)	TVA(LEI)	VALOARE CU TVA(LEI)
TOTAL INVESTITIE	13.065.609.87	2.482.465.88	15.548.075.75
din care C+M	4.919.913.87	934.783.63	5.854.697.50

VARIANTA 2 – TOTAL

	VALOARE FARA TVA(LEI)	TVA(LEI)	VALOARE CU TVA(LEI)
TOTAL INVESTITIE	16.483.502.43	3.131.865.46	19.615.367.89
din care C+M	6.385.413,82	1.213.228,63	7.598.642,44

(preturi – februarie 2021, la cursul 1 euro =4,8725 lei/euro din data de 25.02.2021)

Durata de realizare a investiției (proiectare+execuție) – 12 luni, din care pentru execuție 9luni.

Capacități (în unități fizice)

Varianta 1

– lucrări tarif de racordare:

○ Stalp SC 15014	3buc;
○ Priza pamant 10ohmi	3buc;
○ Grup masura aerian 20kV, TC 2x100/5A, cl. 0,2, TT 20/0,kV	1buc;
○ Priza de pamant 4ohmi	1buc;
○ Set descarcatori ZnO	1set;
○ CSO 1350, montaj SC15014	1buc;
○ CST 150, montaj SC15014	2buc;
○ Izolatoare compozite ISC	12buc;
○ Izolatoare ceramice tip ISNS	3buc;
○ Parametrizare protecție numerică celulă LEA 20kV	3buc.

– lucrări de întărire rețea:

○ Rotire trafo 25MVA cu trafo 40MVA	2buc;
○ Echipare(montaj+echipamente) elemente SCADA - sonda temp., indicator nivel ulei, cofret, ventilatoare, dispozitiv de acționare pe trafo T1 40MVA(T3 adus din stația Jilt)	1buc;
○ Amenajare groapă de retenție și turnare grinzi cale rulare aferente noului gabarit al trafo de 40MVA - T1, T2 în stația Carbunesti	2buc;
○ Amenajare groapă de retenție și turnare grinzi cale rulare aferente noului gabarit al trafo de 25MVA, T1- stația Timiseni, T3- stația Jilt	2buc;
○ Dublare pod bare trafo T1 și T2 cu bare 2xAl 100x10mm($I_n=1250\text{A}$)	2buc;
○ Dublare bare 20kV distribuitor în stația Tg. Carbunesti cu bare $I_n=1250\text{A}$ (2xAl 100x10mm)	1buc;
○ Înlocuire TNSI+BS1 10-100A cu TNSI 2100/200kVA+BS 20-200A;	1buc;
○ Înlocuire reductori de curent celulă cupla 20kV cu TC 2x600/5/5A	3buc;
○ Înlocuire reductori de curent celule trafo T1, T2 cu TC 1250/5/5A	6buc;
○ Înlocuire reductori de curent 110kV trafo 1 cu CESU-110kV 2x150/5/5A din stocul de rezervă al OD	3buc;
○ Reglaj protecții trafo 110/20kV, 40MVA, T1+T2 în stația Carbunesti în celulele 110kV și 20kV	4buc;
○ Reglaje protecții trafo T1 110/20kV, 25MVA în stația Timiseni, Trafo T3 110/20kVA, 25MVA în stația Jilt	2buc.

– lucrări fonduri beneficiar:

○ Stalp SC 15014	3buc;
○ Racord LEA 20kV	0,08km;
○ Conductoare ACSR 94- AL1/14-ST1A	0,24km;
○ Consola CIT 140	5buc;
○ Consola CDV	1buc;
○ Lanturi duble de întindere compozite, zona IV poluare	18buc;
○ Separator 20kV tip STEPNO, 4iz./pol, montaj SC15014	3buc;
○ Set descarcatori ZnO	3set-uri;
○ PC 20kV	3buc;
○ PTAB 20/0,4kV, 1250kVA	12buc;
○ PTAB 20/0,4kV, 1600kVA, unități stocare S1, S2	2buc;
○ LES 20kV, A2XS(F)2Y, 3x1x185/25mmp	6,325km;
○ Priza de pamant 4ohmi	20buc.

Varianța 2

– lucrări tarif de racordare:

- Celule 20kV de racord și masura, TC 250/5/5/5A, cl.0,2, TT 20/0.1kV, cl.0,2S, 1250A, 25kA, integrate SCADA DEO 2buc;
- parametrizare protecții în 2 celule 20kV proiectate, integrare în SCADA stație 1buc.

– lucrări de întărire rețea:

- Rotire trafo 25MVA cu trafo 40MVA 2buc;
 - Echipare(montaj+echipamente) elemente SCADA - sonda temp., indicator nivel ulei, cofret, ventilatoare, dispozitiv de acționare pe trafo T1 40MVA(T3 adus din stația Jilt) 1buc;
 - Amenjare groapa de retenție și turnare grinzi cale rulare aferente noului gabarit al trafo de 40MVA - T1, T2 în stația Carbunesti 2buc;
 - Amenjare groapa de retenție și turnare grinzi cale rulare aferente noului gabarit al trafo de 25MVA, T1- stația Timiseni, T3- stația Jilt 2buc;
 - Dublare pod bare trafo T1 și T2 cu bare 2xAl 100x10mm($I_n=1250\text{A}$) 2buc;
 - Dublare bare 20kV distribuitor în stația Tg. Carbunesti cu bare $I_n=1250\text{A}$ (2xAl 100x10mm) 1buc;
 - Înlocuire TNSI+BS1 10-100A cu TNSI 2100/200kVA+BS 20-200A; 1buc;
 - Înlocuire reductori de curent celula cupla 20kV cu TC 2x600/5/5A 3buc;
 - Înlocuire reductori de curent celule trafo T1, T2 cu TC 1250/5/5A 6buc;
 - Înlocuire reductori de curent 110kV trafo 1 cu CESU-110kV 2x150/5/5A din stocul de rezervă al OD 3buc;
 - Reglaj protecții trafo 110/20kV, 40MVA, T1+T2 în stația Carbunesti în celulele 110kV și 20kV 4buc;
 - Reglaje protecții trafo T1 110/20kV, 25MVA în stația Timiseni, Trafo T3 110/20kVA, 25MVA în stația Jilt 2buc.
- ### – lucrări fonduri beneficiar:
- PC 20kV 2buc;
 - PTAB 20/0,4kV, 1250kVA 12buc;
 - PTAB 20/0,4kV, 1600kVA, unități stocare S1, S2 2buc;
 - LES 20kV, A2XS(F)2Y, 3x1x185/25mmp 4,324km;
 - LES 20kV, A2XS(F)2Y, 3x1x240/25mmp 11,1km;
 - Priza de pământ 4ohmi 16buc.

13. FINANȚAREA INVESTIȚIEI

Finanțarea se face din tarif de racordare achitat de solicitant, pentru instalațiile care rămân în gestiunea operatorului de distribuție, respectiv din surse proprii ale solicitantului (fonduri beneficiar).

14. DELIMITAREA INSTALAȚIILOR ȘI MASURAREA ENERGIEI ELECTRICE

Punctele de delimitare – varianta 1

PARC 1

Delimitarea instalațiilor proiectate se realizează la 20kV, la stălpul SC 15014 nr. 66A proiectat în axul LEA 20kV Zorlești, la clemele de legătură ale racordului LEA 20kV CEF Cojani 2 - Parc 1 proiectat.

PARC 2

Delimitarea instalațiilor proiectate se realizează la 20kV, la stălpul SC 15014 nr. 97 proiectat în axul LEA 20kV Colibasi, la clemele de legătură ale racordului LEA 20kV CEF Cojani 2 - Parc 2 proiectat.

PARC 3

Delimitarea instalațiilor proiectate se realizează la 20kV, la stâlful SC 15014 nr. 55 proiectat în axul LEA 20kV Albeni, la clemele de legătură ale racordului LEA 20kV CEF Cojani 2 - Parc 3 proiectat.

Punctele de delimitare – varianta 2

Delimitarea instalațiilor proiectate se realizează la 20kV, la papucii cutiilor terminale de interior aferente LES 20kV PC1 și PC2, în celulele de linie(racord) și masura 10k și 24k proiectate în distribuitorul stației de transformare 110/20kV Tg. Carbunesti.

Măsurarea energiei electrice

VARIANTA 1

PARC 1

Se realizează cu contor compatibil Converge, în montaj indirect, utilizând reductori de curent 2x150/5/5A, clasa 0,2 și reductori de tensiune $20/\sqrt{3}/0,1/\sqrt{3}/0,1/\sqrt{3}\text{kV}$, clasa 0,2S din celula de măsură, amplasată în **compartiment separat securizabil** în PC1 20kV proiectat. Pentru asigurarea accesului contorul se montează în cutie externă cu vizor (tip BMPT) pe peretele PC proiectat, contorul electronic trifazat având dimensiunile de 39x22x11cm (lxHxL). Contorul se montează utilizând cabluri de circuite secundate tip NYY-J-7x2,5mm² + NYY-J-5x2,5mm², în lungime de circa 8m(montaj indirect).

Datorită necoincidenței punctului de delimitare cu punctul de măsură se calculează pierderi în elementele dintre acestea. Transformatoarele de măsură vor avea aprobare de model BRML și buletine de verificare metrologică inițială.

PARC 2

Se realizează cu contor compatibil Converge, în montaj indirect, utilizând reductori de curent 2x200/5/5A, clasa 0,2 și reductori de tensiune $20/\sqrt{3}/0,1/\sqrt{3}/0,1/\sqrt{3}\text{kV}$, clasa 0,2S din celula de măsură, amplasată în **compartiment separat securizabil** în PC2 20kV proiectat. Pentru asigurarea accesului contorul se montează în cutie externă cu vizor (tip BMPT) pe peretele PC proiectat, contorul electronic trifazat având dimensiunile de 39x22x11cm (lxHxL). Contorul se montează utilizând cabluri de circuite secundate tip NYY-J-7x2,5mm² + NYY-J-5x2,5mm², în lungime de circa 8m(montaj indirect).

Datorită necoincidenței punctului de delimitare cu punctul de măsură se calculează pierderi în elementele dintre acestea. Transformatoarele de măsură vor avea aprobare de model BRML și buletine de verificare metrologică inițială.

PARC 3

Se realizează cu contor compatibil Converge, în montaj indirect, utilizând reductori de curent 2x200/5/5A, clasa 0,2 și reductori de tensiune $20/\sqrt{3}/0,1/\sqrt{3}/0,1/\sqrt{3}\text{kV}$, clasa 0,2S din celula de măsură, amplasată în **compartiment separat securizabil** în PC3 20kV proiectat. Pentru asigurarea accesului contorul se montează în cutie externă cu vizor (tip BMPT) pe peretele PC proiectat, contorul electronic trifazat având dimensiunile de 39x22x11cm (lxHxL). Contorul se montează utilizând cabluri de circuite secundate tip NYY-J-7x2,5mm² + NYY-J-5x2,5mm², în lungime de circa 8m(montaj indirect).

Datorită necoincidenței punctului de delimitare cu punctul de măsură se calculează pierderi în elementele dintre acestea. Transformatoarele de măsură vor avea aprobare de model BRML și buletine de verificare metrologică inițială.

Se modifică măsurarea energiei electrice pentru consumatorii OMV Petrom aferenți LEA 20kV Colibasi, din celula LEA 20kV a stației Tg. Carbunesti în grupul de măsură de tip PETROM, realizat cu reductori de curent 2x100/5A, clasa 0,2S și reductori de tensiune 20/0,1kV, clasa 0,2, montat pe stâlful SE8 nr. 105.

Contoarele și bornele înfășurării de măsură ale reductorilor de curent și tensiune se vor securiza conform Politicii Tehnice nr. 10/2018, rev. 8 – Măsurarea energiei electrice a Distribuție Energie Oltenia S.A.

Investitorul va încheia, la următoarea fază de proiectare, convenție de uz și servitute în formă autentică (la notar), cu înscrisura în cartea funciară și cu titlu gratuit, în favoarea operatorului de distribuție Distribuție Energie Oltenia S.A., în vederea accesului la celulele de măsură (contori și reductori) din PC1, PC2 și PC3 proiectate.

VARIANTA 2

Se realizează cu 2 contoare compatibile Converge, în montaj indirect, utilizând reductori de curent 2x250/5/5/5A, clasă 0,2 și reductori de tensiune $20/\sqrt{3}/0,1/\sqrt{3}/0,1/\sqrt{3}\text{kV}$, clasă 0,2S din celulele de linie (racord) și măsură 10k și 20kV, proiectate în distribuitorul 20kV al stației de transformare 110/20kV Tg. Carbunesti. Pentru asigurarea accesului la grupul de măsură contorul se montează în/pe fețele celulelor 10K și 24kV proiectate, cu posibilitatea de citire directă din fața celulelor. Contoarele electronice trifazate au dimensiunile de gabarit 39x22x11cm (lxHxL). Contorul se montează utilizând cabluri de circuite secundate tip NYY-J-7x2,5mm² + NYY-J-5x2,5mm², în lungime de circa 5m (montaj indirect). Punctele de delimitare coincid cu punctele de măsură.

Transformatoarele de măsură vor avea aprobare de model BRML și buletine de verificare metrologică inițială.

Contorul și bornele înfășurările de măsură ale reductorilor de curent și tensiune se vor securiza conform Politicii Tehnice nr. 10/2018, rev. 8 – Măsurarea energiei electrice a Distribuție Energie Oltenia S.A.

15. AVIZE ȘI ACORDURI

Se vor obține Certificatul de Urbanism, Autorizația de Construire și toate avizele necesare pentru varianta avizată de către Distribuție Energie Oltenia S.A. și acceptată de către investitor, pentru lucrările pe tarif de racordare, lucrările de întărire rețea în stația 110/20kV Tg. Carbunesti dar și pentru lucrările finanțate din fonduri proprii.

16. CONTINUITATEA ÎN ALIMENTARE CU ENERGIE ELECTRICĂ

Pe timpul execuției lucrărilor, OD (Operatorul de distribuție) are obligația să asigure continuitatea în alimentare cu energie electrică în conformitate cu nivelurile de performanță stabilite de standardul de performanță.

OD și constructorul vor face toate eforturile pentru reducerea duratei întreruperilor și pentru a le programa pe cât posibil, la date și la ore care vor afecta cel mai puțin utilizatorii.

Lucrările propuse a se realiza respecta nivelul de siguranță în alimentarea cu energie electrică a consumatorilor stabilite de standardul de performanță.

Durata estimată a întreruperilor pe timpul execuției lucrărilor de racordare, este maximum 3x8 ore, fiind necesară pentru executarea lucrărilor instalațiile aflate în exploatare, racordarea instalațiilor proiectate la rețeaua electrică de distribuție aflată în exploatare și efectuarea de probe, verificări și încercări ale instalațiilor proiectate.

17. BREVIAR DE CALCULE ELECTRICE

17.1. Rezultatele calculului de dimensionare a instalațiilor

Rezultatele calculului de dimensionare și verificare a echipamentelor și materialelor utilizate sunt prezentate atașat în breviarul de calcule electrice. Acolo unde nu se specifică alegerea făcută, aceasta este realizată conform Politicilor tehnice și caietelor de sarcini ale Distribuție Energie Oltenia S.A. sau regulilor de bună practică.

18.NORMATIVE, FISE TEHNICE, STANDARDE, REGLEMENTARI SI LEGISLATIE APLICABILE

- PE 003/79 - Nomenclator de verificari, incercari si probe privind montajul, punerea in functiune si darea in exploatare a instalatiilor energetice;
- PE 102/1986 - Normativ pentru proiectarea si executarea instalatiilor de conexiuni si distributie cu tensiuni pana la 1000Vc.a. in unitatile energetice (republicat in 1993);
- NTE 002/03/00 - Normativ de incercari si masuratori la echipamente si instalatii electrice;
- NTE 005/06/00 - Normativ privind metodele și elementele de calcul al siguranței în funcționare a instalațiilor energetice;
- NTE 007/08/00 – Normativ pentru proiectarea si executarea rețelelor de cabluri electrice;
- SR EN 50341-1:2013 – Linii electrice aeriene de tensiune alternativa mai mare de 1kV. Partea 1: Reguli generale. Specificații comune;
- SR EN 50341-2-24:2019 – Linii electrice aeriene de tensiune alternativa mai mare de 1kV;
- Norma tehnica privind delimitarea zonelor de protectie si siguranta a capacitatilor energetice, aprobata prin Ordinul ANRE nr. 239/20.12.2019, cu modificari si completari;
- Politica tehnica 4/2018, rev. 6 – Linii electrice subterane de medie tensiune – Distributie Energie Oltenia S.A;
- Ordinul ANRE 208/2018 pentru aprobarea Normei tehnice privind cerințele tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru module generatoare, centrale formate din module generatoare și centrale formate din module generatoare offshore (situate în larg);
- Ordinul ANRE 51/2019 privind aprobarea Procedurii de notificare pentru racordarea unităților generatoare și de verificare a conformității unităților generatoare cu cerințe le tehnice privind racordarea unităților generatoare la rețelele electrice de interes public.
- Ordinul ANRE 233/2019 privind aprobarea Metodologiei pentru schimbul de date între operatorul de transport și de sistem, operatorii de distribuție și utilizatorii de rețea semnificativi;
- Ordinul ANRE nr. 11/2016 privind aprobarea Standardului de performanta pentru serviciul de distribuție a energiei electrice;
- Ordinul ANRE 79/2016 privind aprobarea clasificării unităților generatoare și a centralelor electrice;
- Ordinele ANRE 59/2013, 11/2014, 141/2014, 87/2014;
- Politica tehnica 5/2018, rev. 5 – Posturi de transformare MT/JT, Puncte de Alimentare si Puncte de Conexiuni MT – Distributie Energie Oltenia S.A;
- Politica tehnica 8/2019, rev. 6 – Sistem SCADA – Distributie Energie Oltenia S.A.
- Politica tehnica 9/2020, rev. 16 – Statii de transformare 110/20(6)kV – Distributie Energie Oltenia S.A.
- Politica tehnica 10/2018, rev. 8 – Masurarea Energiei Electrice – Distributie Energie Oltenia S.A.
- Ghid pentru stabilirea solutiilor de racordare pentru noii utilizatori, rev. 10 - Distributie Energie Oltenia S.A.;
- Codul Tehnic al RET /Codul Tehnic al RED;
- ISPM -1/2007 –Instructiuni proprii de securitate a muncii – Distributie Energie Oltenia S.A;
- Legea 319/2006 - Legea sanatatii si securitatii in munca;
- HG 300/2006 privind cerințele minime de securitate și sănătate pentru șantierele temporare;
- DGPSI 003/2001 - Dispozitii generale privind echiparea si dotarea constructiilor, instalatiilor cu mijloace tehnice de prevenire si stingere a incendiilor;

- DGPSI 005/2001 - Dispoziții generale privind organizarea activității de apărare împotriva incendiilor;
- OUG 195/2005 privind protecția mediului;
- Legea 107/ 1996 Legea apelor;
- STAS 4102-85 Piese pentru instalații de legare la pământ de protecție;
- SR CEI 60050-195:2006- Vocabular Electrotehnic Internațional. Partea 195: Legare la pământ și protecție împotriva șocurilor electrice;
- STAS 4102-85 Piese pentru instalații de legare la pământ de protecție;
- STAS 12604-2007 – Protecția împotriva electrocutărilor. Prescripții generale.
- STAS 12604/5-2007 - Protecția împotriva electrocutărilor. Instalații electrice fixe. Prescripții de proiectare, execuție și verificare.
- 1RE - Ip 30/04 - Indreptar de proiectare și execuție a instalațiilor de legare la pământ;
- HGR 907/27.11.2016, privind etapele de elaborare și conținutul-cadru al documentațiilor tehnico-economice aferente obiectivelor/proiectelor de investiții finanțate din fonduri publice;
- Legea 307/2006 privind apărarea împotriva incendiilor;
- Legea 123/2012 – Legea energiei electrice și a gazelor naturale;
- OUG 78/2000 privind regimul deșeurilor;
- HG 448/19.05.2005 privind deșeurile de echipamente electrice și electronice;
- HG 1213/2006 privind procedura de evaluare a impactului asupra mediului;
- Legea 10/1995 – legea calitatii în construcții.

19. ANALIZA REGIMURILOR DE FUNCȚIONARE A REȚELEI DE MEDIE TENSIUNE

La analiza regimurilor de funcționare și dimensionarea instalațiilor s-a avut în vedere încărcările maxime dintre valorile comunicate de DEO SA-SMAD Tg. Jiu și datele energetice din ziua caracteristică pentru palierul VDV 2020 (15.07.2020, ora 14.00).

Producătorii din surse regenerabile sunt cei evidențiați în "Anexa2_4_1_-atr-uri-producatori-DEO-d-10_04_2020" și "Anexa2_4_2_-contracte-de-racordare-DEO-d-10_04_2020".

Caracteristicile LEA 20 kV, puterile de scurtcircuit, încărcările și producția în ziua caracteristică (VDV 2020) au fost furnizate de către Distribuție Energie Oltenia SA - SMAD Tg Jiu și sunt cele prezentate în memoriu, în planșele și anexele analizei regimurilor de funcționare a rețelei medii tensiune.

Calculul a fost efectuat cu programul Etap 19.0.1.

Acestui capitol cuprinde:

- prezentarea situației energetice a rețelelor 20kV existente;
- verificarea soluțiilor de racordare sub aspectul îndeplinirii Codului Tehnic al RED, în ceea ce privește :
 - ✓ regimurile de dimensionare / verificare a evacuării puterii totale generate în zona analizată;
 - ✓ gradul de utilizare în zona a elementelor RED și a nivelului pierderilor tehnice de putere electrică în RED;
 - ✓ îndeplinirea condițiilor tehnice privind respectarea benzilor admisibile de tensiune.

Analiza s-a făcut ținând cont de situația energetică din zonă, de centralele (surse) existente racordate (clasice și regenerabile) și de centralele care au ATR și/sau contract de racordare.

Sursele de putere în situația existentă, în rețeaua de medie tensiune aferentă stației 110/20kV Tg. Carbunesti analizată și simulată sunt următoarele:

DENUMIRE SURSA/CENTRALA	Pi (MW)	Tensiune (kV)	Pd(MW)	Qd(Mvar)	% PF	% Generation
CHEMP 3-4-5 NOVACI	3.12 MW	20	1.26	0.485	93.33	40.4
CRASNA HYDRO	0.945 MW	20	0.714	0	100	75.6
EYE MALL 1	9.99 MW	20	7.87	0	100	78.8
EYE MALL 2	9.99 MW	20	7.9	0	100	79.1
STATIA CARBUNESTI	1618.86 MVA	110	-14.666	1.464	-99.51	N/A

Sursele de putere în situația proiectată – varianta 1, în rețeaua de medie tensiune aferentă stației 110/20kV Tg. Carbunesti analizată și simulată sunt următoarele:

DENUMIRE SURSA/CENTRALA	Pi (MW)	Tensiune (kV)	Pd(MW)	Qd(Mvar)	% PF	% Generation
CHEMP 3-4-5 NOVACI	3.12 MW	20	3.081	0.485	98.78	98.78
CRASNA HYDRO	0.945 MW	20	0.945	0	100	100
EYE MALL 1	9.99 MW	20	9.99	0	100	100
EYE MALL 2	9.99 MW	20	9.99	0	100	100
PARC 1	4.811 MW	20	4.057	0	100	100
PARC 2	5.111 MW	20	5.474	0	100	100
PARC 3	5.111 MW	20	5.474	0	100	100
STATIA CARBUNESTI	1618.86 MVA	110	-35.197	4.781	-99.09	N/A

Sursele de putere în situația proiectată – varianta 2, în rețeaua de medie tensiune aferentă stației 110/20kV Tg. Carbunesti analizată și simulată sunt următoarele:

DENUMIRE SURSA/CENTRALA	Pi (MW)	Tensiune (kV)	Pd(MW)	Qd(Mvar)	% PF	% Generation
CHEMP 3-4-5 NOVACI	3.12 MW	20	3.081	0.485	98.78	98.8
CRASNA HYDRO	0.945 MW	20	0.945	0	100	100
EYE MALL 1	9.99 MW	20	9.99	0	100	100
EYE MALL 2	9.99 MW	20	9.99	0	100	100
PARC 1	7.517 MW	20	7.462	0	100	100
PARC 2	7.517 MW	20	7.544	0	100	100
STATIA CARBUNESTI	1618.86 MVA	110	-35.318	4.757	-99.11	N/A

Sarcina maximă pe LEA 20kV Carbunesti – Zorlesti este la VDV 2020(15.07.2020), conform măsurătorilor de sarcină este de 1,61MW și 0,73MVar.

Sarcina maximă pe LEA 20kV Carbunesti – Colibasi este la VDV 2020(15.07.2020), conform măsurătorilor de sarcină este de 0MW și 0MVar.

Sarcina maximă pe LEA 20kV Carbunesti – Albeni este la VDV 2020(15.07.2020), conform măsurătorilor de sarcină este de 0MW și 0MVar.

Datorită lipsei datelor/citirilor din posturile de transformare, sarcina pe acestea, la simularea încărcării LEA 20kV modelate este distribuită proporțional cu puterea instalată a posturilor de transformare. La LEA 20kV care nu au sarcină s-a considerat funcționarea posturilor de transformare în gol, fiind incluse în simulare pierderile active și reactive ale trafo în gol.

Sarcina maximă pe bară 20kV a stației de transformare 110/20kV Tg. Carbunesti, pe alte linii electrice decât LEA 20kV Zorlesti, LEA 20kV Colibasi și LEA 20kV Albeni, conform măsurătorilor de sarcină este de 0,47MW și 0,27MVar (0,535MVA).

Conform datelor puse la dispoziție de Distribuție Energie Oltenia S.A. încărcările maxime în anul 2020 (VDV) pentru producția de energie din zona stației Tg. Carbunesti sunt următoarele:

- Puterea maximă debitată în stația Tg. Carbunesti – 14,66MW, 1,46MVar;

- Puterea maximă activă debitată de CEF EYE MALL 1 – 7,87MW;
- Puterea maximă activă debitată de CEF EYE MALL 2 – 7,9MW;
- Puterea maximă activă debitată de CEF Crasna Hydro – 0.71MW;
- Puterea maximă debitată de CHEMA 3-4-5 Novaci – 1.19MW/0,5MVA;

Conform datelor puse la dispoziție de Distribuție Energie Oltenia pe LEA 20kV aferentă stației Tg. Carbunesti sau pe bară 20kV nu există alte centrale electrice cu ATR sau contract de racordare valabil, în afara celor menționate în tabelele de mai sus.

În regimurile de dimensionare (RD) din cadrul analizei au fost considerate următoarele :

- ✓ Centrala fotovoltaică proiectată (parcurile aferente acestor) a fost considerată (inclusă în model) cu 100% din puterea instalată în regimurile cu „N” și „N-1” elemente în funcțiune ;
- ✓ CEF (fotovoltaice) din zona analizată au fost considerate cu 100 % din puterea instalată pentru CEF cu ATR și CR, în regimurile cu „N” și „N-1” elemente în funcțiune ;
- ✓ CEE din zona analizată au fost considerate cu 100 % din puterea instalată pentru CEE cu ATR și CR, în regimurile cu „N” și „N-1” elemente în funcțiune ;
- ✓ Nu există alte surse centrale clasice sau centrale bazate pe surse regenerabile (biomasa, bioenergie) în RED 20kV analizată, în afara celor nominalizate mai sus;
- ✓ Consumurile din rețea au fost menținute cele rezultate din măsurătorile de sarcină la palierul VDV (varf dimineata vara) 2020;
- ✓ Centralele fotovoltaice datorită caracteristicilor funcționale s-au analizat doar în situația cea mai defavorabilă, respectiv doar la palierul VDV (varf dimineata vara) 2020.

În conformitate cu Codul Tehnic al Rețelei Electrice de Distribuție și cu PE – 026/92, la analiza condițiilor de evacuare a puterii din noua centrală fotovoltaică s-a urmărit încadrarea nivelurilor de tensiune și a fluxurilor de putere pe elementele de racord ale acestei centrale și pe celelalte elemente ale rețelei din zonă în limitele admisibile pentru funcționarea de durată, în condițiile criteriilor determinate de dimensionare a SEN.

Pentru regimul de analiză configurație “schema normală de funcționare” s-au evidențiat următoarele concluzii:

- ✓ Nu au fost semnalate depășiri ale limitelor admisibile de tensiune în nodurile rețelei analizate;
- ✓ Nu au fost semnalate depășiri ale gradului de încărcare pentru LEA 20 kV analizată.

Rezultatele calculelor sunt prezentate grafic, după cum urmează:

1. În anexele A-01 ÷ A-03 sunt prezentate rezultatele calculelor regimului permanent al LEA 20kV Zorlesti, LEA 20kV Colibasi și LEA 20kV Albeni, cu determinarea CPT, situație existentă / situație proiectată (“N” elemente în funcțiune);
2. În situația proiectată – varianta 1, din analiza sarcinii maxime debitate în regim permanent, rezultă ca maximul puterii tranzitate prin LEA 20kV Zorlesti este de 2660kW/743,2kVA, pe un tronson Ol-AL 70/12mmp, fără depășirea capacității LEA 20kV analizate (5,8MVA la 4000h/an);
3. În situația proiectată – varianta 1, din analiza sarcinii maxime debitate în regim permanent, rezultă ca maximul puterii tranzitate prin LEA 20kV Colibasi este de 5257kW/81,9kVA, pe un tronson Ol-AL 70/12mmp, fără depășirea capacității LEA 20kV analizate (5,8MVA la 4000h/an);
4. În situația proiectată – varianta 1, din analiza sarcinii maxime debitate în regim permanent și de avarie, rezultă ca maximul puterii tranzitate prin LEA 20kV Albeni este de 5372kW/58,5kVA, pe un tronson Ol-AL 95/15mmp, fără depășirea capacității LEA 20kV analizate (7,2MVA la 4000h/an);
5. În situația proiectată – varianta 2, din analiza sarcinii maxime debitate în regim permanent, rezultă ca maximul puterii debitate pe bară stației 20kV Tg. Carbunesti

este $35,406\text{MW}/0,789\text{MVA}$, în condițiile surselor la 100% din putere și consumului din ziua caracteristică;

6. În situația proiectată - varianta 1, din calculele de regim rezultă că energia produsă de CEF Cojani 2 proiectată (Parc 1+Parc2+Parc 3) se consumă parțial local și diferența este evacuată prin LEA 20kV Zorlești, LEA 20kV Colibasi și LEA 20kV Albeni și stația 110/20kV Tg. Carbușești în RED 110kV. Racordarea CEF Cojani 2 proiectată, $P_i=15,006\text{MW}$, conduce la creșterea CPT pe LEA 20kV, datorită consumului redus înregistrat în ziua caracteristică;

7. În situația proiectată - varianta 2, din calculele de regim rezultă că energia produsă de CEF Cojani 2 proiectată (Parc 1+Parc2) este evacuată prin stația 110/20kV Tg. Carbușești în RED 110kV. Racordarea CEF Cojani 2 proiectată, $P_i=15,006\text{MW}$, conduce la creșterea CPT, datorită consumului redus înregistrat în ziua caracteristică.

8. Încărcările transformatoarelor 110/20kV în stația 110/20kV Tg. Carbușești

Luând în calcul puterile aprobate pentru centralele racordate în rețeaua 20kV alimentată din stația 110/20kV Tg. Carbușești sau pe bara stației rezultă o încărcare teoretică maximă de $24,045\text{MW}$, respectiv $0,6\text{MVA}$, ceea ce corespunde unui grad de încărcare al transformatorului în situația existentă:

$$S_{\text{debitat max.}} = 24,052\text{MVA}$$

$$S_N = 25 \text{ MVA}$$

$$G \% = \frac{S_{\text{debitat max.}}}{S_N} = \frac{24,052}{25} \times 100 = 96,21 \% < 100\%.$$

Se constată că în cazul în care nu se realizează amplificarea/rotirea trafo de la 25MVA la 40MVA, puterea maximă ce poate fi evacuată de CEF COJANI 2 proiectată, în RED existentă este de $0,948\text{MVA}$.

Încărcarea transformatorului conform datelor din ziua caracteristică este

$$S_{\text{debitat}} = 14,74\text{MVA}$$

$$S_N = 25 \text{ MVA}$$

$$G \% = \frac{S_{\text{debitat}}}{S_N} = \frac{14,74}{25} \times 100 = 58,96 \% < 80\%.$$

Se constată încărcarea transformatorului conform măsurătorilor din ziua caracteristică se încadrează în limite admise și încărcarea teoretică maximă transformatorului nu depășește puterea transformatorului.

În situația proiectată, conform măsurătorilor din ziua caracteristică VDV 2020 avem:

$$S_{\text{debitat}} = 29,77\text{MVA}$$

$$S_N = 40 \text{ MVA}$$

$$G \% = \frac{S_{\text{debitat}}}{S_N} = \frac{29,77}{40} \times 100 = 74,43 \% < 80\%,$$

Respectiv încărcarea teoretică maximă

$$S_{\text{debitat max.}} = 35,52\text{MVA}$$

$$S_N = 40 \text{ MVA}$$

$$G \% = \frac{S_{\text{deb.max.}}}{S_N} = \frac{35,52}{40} \times 100 = 88,80\% < 100\%.$$

Se constată încărcarea maximă a transformatorului de 40MVA în limite normale.

Pentru situația de consumator, sarcina maximă este $P_i=3075\text{kW}$, din care pentru instalația de stocare $P_i=3000\text{kW}$ și pentru servicii interne $P_{i,SI} = 75\text{kW}$ (iluminat, supraveghere video, control-acces, camera de comandă, climatizare).

În varianta 1 consumul maxim pentru unitățile de stocare este de 1500kW pe LEA 20kV Colibasi($S_{\text{trafo}}=1600\text{kVA}$), respectiv 1500kW ($S_{\text{trafo}}=1600\text{kVA}$) pe LEA 20kV Albeni, prin racordarea în LES 20kV a PTAB S1 și PTAB S2 în PC2 și PC 3 proiectate.

Pentru varianta 2 consumul pentru instalația de stocare serviciile interne ale centralei este partajat între PC1 și PC 2 la $P_i=3075\text{kVA}$ ($2 \times S_{\text{trafo}}=1600\text{kVA}$), din care pentru instalația de stocare $P_i=3000\text{kW}$ și pentru servicii interne $P_{i,\text{SI}} = 75\text{kW}$ (iluminat, supraveghere video, control-acces, camera de comandă, climatizare).

Calculul curentului capacitiv și modul de tratare a neutrlui rețelei de medie tensiune în stația $110/20\text{kV}$ Tg. Carbunesti este prezentat în breviarul de calcule electrice.

Deoarece în schema normală a rezultat că energia produsă de CEF Cojani 2 proiectat este consumată în LEA 20kV locală și pe bară 20kV a stației $110/20\text{kV}$ Godinesti și o mare parte este evacuată în rețeaua 110kV , analiza de sistem 20kV se continuă cu Studiul de SEN $110\text{-}400\text{kV}$, prezentat în ANEXA la studiul de soluție.

20. ANALIZA REGIMURILOR DE DIMENSIONARE (STUDIUL SEN 110-400kV PENTRU EVACUARE PUTERE CEF COJANI 2)

Studiul SEN pentru evacuarea puterii CEF Cojani 2 este prezentat în detaliu în ANEXA și este elaborat de proiectantul de specialitate S.C. Power Design S.R.L. În cadrul studiului de soluție este prezentată o sinteză a rezultatelor studiului (analizei) de sistem.

Studiul de sistem a fost elaborat conform cerințelor>

- Codului Tehnic al Rețelelor Electrice de Distribuție;
- Codului Tehnic al Rețelelor Electrice de Transport;
- Regulamentului privind racordarea utilizatorilor la rețelele electrice de interes public (Ordin ANRE 59/2013 cu modificări și completări),
- Ordinului ANRE nr. 79/2016 pentru aprobarea „Clasificării unităților generatoare și a centralelor electrice”;
- Ordinului ANRE nr. 208/2018 pentru aprobarea „Normei tehnice privind cerințele tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru modulele generatoare, centralele formate din module generatoare și centrale formate din module generatoare offshore (în larg)”;
- Ordinului ANRE nr. 51/2019 privind aprobarea „Procedurii de notificare pentru racordarea unităților generatoare și de verificare a conformității unităților generatoare cu cerințele tehnice privind racordarea unităților generatoare la rețelele electrice de interes public”;
- Ordinului ANRE nr. 233/2019 privind aprobarea „Metodologiei pentru schimbul de date între operatorul de transport și de sistem, operatorii de distribuție și utilizatorii de rețea semnificativi”;
- Ordinului ANRE nr. 11/2016 „Standardul de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice”.

21. SINTEZA INCARCĂRILOR, INCADRAREA ÎN LIMITE A TENSIUNII

Calculul de regimuri staționare s-a efectuat în scopul verificării condițiilor de evacuare a $15,006\text{ MW}$ pentru producătorul CEF Cojani 2, considerând variantele de racordare la rețelele de distribuție de medie tensiune prezentate în studiul de soluție.

Analiza regimurilor staționare de funcționare s-a făcut luând ca bază datele de intrare, respectiv configurația de rețea și sursele transmise de C.N. Transelectrica S.A. pentru palierele caracteristice de VDV și VDI corespunzătoare etapelor 2024 și 2029. În calculele efectuate s-a modelat integral rețeaua de 400 , 220 și 110kV a SEN, considerând debucările rețelei de 110kV prevăzute în schema normală de funcționare.

Conform principiilor CNTEE TRANSELECTRICA S.A de dimensionare în cazul racordării la RED/RET a unor noi producători, au fost considerate următoarele:

- ✓ Producătorul CEF Cojani 2 a fost considerat (inclus în model) cu 100% din puterea instalată în regimurile cu "N" și „N-1” elemente în funcțiune, adică 15,006 MW;
- ✓ Producția centralelor din surse hidro din zona analizată a fost considerată conform cerințelor Transelectrica din Anexa A.
- ✓ Producția CEF din zona analizată a fost crescută de la nivelul din RMB la 80% Pinstalat pentru CEF cu ATR și CR, în regimurile cu "N" elemente în funcțiune pentru regimurile VDV/VDI. Centralele fotovoltaice din celelalte zone geografice au rămas neschimbate față de RMB;
- ✓ Producția CEE din zona analizată a fost crescută de la 30 % (nivelul standard în RMB) la 85% Pinstalat pentru CEE cu ATR și CR, în regimurile cu "N" elemente în funcțiune. Centralele eoliene din celelalte zone geografice au rămas neschimbate față de RMB;

În conformitate cu “Codul Tehnic al Rețelei Electrice de Distribuție” elaborat de ANRE și cu PE – 026/92, la analiza condițiilor de alimentare a puterii cerute de CEF Cojani 2 s-a urmărit încadrarea nivelurilor de tensiune și a fluxurilor de putere pe elementele de racord ale acestei centrale și pe celelalte elemente ale rețelei din zonă în limitele admisibile pentru funcționarea de durată, în condițiile criteriilor deterministe de dimensionare a SEN.

21.1. Situatia actuala (fara CEF Cojani 2)

21.1.1. Etapa VDV 2024

Din analiza regimurilor staționare cu N și N-1 elemente în funcțiune în zona Distribuție Oltenia a rezultat că sunt satisfăcute condițiile de încărcare a elementelor de rețea (Anexa B) și sunt satisfăcute condițiile de încadrare în limitele admisibile de tensiune (Anexa B).

În urma analizei regimurilor cu N elemente în funcțiune se observă că nu există supraîncărcări sau supratensiuni în RED sau RET pentru zona de rețea analizată.

Din analiza regimurilor N-1, mai semnificative, rezulta supraincari ale elementelor SEN, prezentate în tabelul de mai jos:

Nr. Crt.	Element deconectat	Element incarcat	Lim.Term. [MVA]	Incarcarea [%]
12	LEA 220kV CRAIOVAN1 - RTR. M2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	100.9
13	LEA 220kV CRAIOVAN2 - SLATINA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	104.7
20	AT 400/220kV URECHEȘTI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	105.7
30	AT 220/110kV CRAIOVAN1	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	101.8
100	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	LEA 110kV GODINEȘTI - LUPOAIA	81.6	102
		LEA 110kV LUPOAIA - MOTRU	81.6	95.7
		LEA 110kV MOTRU - ROSIUTA	81.6	92.9
105	LEA 110kV GODINEȘTI - LUPOAIA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	111.5
106	LEA 110kV LUPOAIA - MOTRU	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	108.4
107	LEA 110kV MOTRU - VALEAMARE	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	110.6
108	LEA 110kV MOTRU - STREHAIA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	103.6

110	LEA 110kV MOTRU - ROSIUTA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	112.9
111	LEA 110kV STREHAIA - FILIASI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	102.6
127	LEA 110kV GRUIA - OSTROVUMARE	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	104.7
137	LEA 110kV CETDROBETA - BANOVIȚA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	101.1

Se observă că la regimul N-1 (fără CEF Cojani 2) VDV 2024, LEA 110kV care se supraîncarcă sunt:

- LEA 110kV ROGOJELU – GODINEȘTI și
- LEA 110kV GODINEȘTI – LUPOAIA.

21.1.2. Etapa VDV 2029

Din analiza regimurilor staționare cu N și N-1 elemente în funcțiune în zona Distribuție Oltenia a rezultat că sunt satisfăcute condițiile de încărcare a elementelor de rețea (Anexa B) și sunt satisfăcute condițiile de încadrare în limitele admisibile de tensiune (Anexa B).

În urma analizei regimurilor cu N elemente în funcțiune se observă că nu există supraîncărcări sau supratensiuni în RED sau RET pentru zona de rețea analizată.

Din analiza regimurilor N-1, mai semnificative, rezulta supraîncărcări ale elementelor SEN, prezentate în tabelul de mai jos:

Nr. Crt.	Element deconectat	Element încărcat	Lim.Term. [MVA]	Încărcarea [%]
7	LEA 400kV PDF - RESIȚA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	100.4
8	LEA 400kV TANTARENI - XKO_TI11	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	100.3
9	LEA 400kV PDF - XPF_DJ11	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	100.4
12	LEA 220kV CRAIOVAN1 - RTR. M2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	103.8
13	LEA 220kV CRAIOVAN2 - SLATINA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	107.7
14	LEA 220kV ISALNITA2 - GRADISTE	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	100.8
20	AT 400/220kV URECHEȘTI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	111.5
30	AT 220/110kV CRAIOVAN1	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	104.3
31	AT 220/110kV ISALNITA1	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	100.1
41	LEA 220kV URECHEȘTI - SARDANEȘTI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	100.6
60	LEA 110kV DIF1 - PODARI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	100.8
71	LEA 110kV CRAIOVAN2 - FILIASI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	100.3
76	LEA 110kV ISALNITA2 - ALMAJ	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	100.1
77	LEA 110kV ISALNITA2 - BAILEȘTI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	107.3
82	LEA 110kV PODARI - SEGARCEA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	100.4

88	LEA 110kV CARBUNESTI - TGJIUNORD	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	101.8
101	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	LEA 110kV GODINEȘTI - LUPOAIA	81.6	103.1
		LEA 110kV LUPOAIA - MOTRU	81.6	96.6
		LEA 110kV MOTRU - ROSIUTA	81.6	97.3
105	LEA 110kV JILT - ROSIUTA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	103.3
106	LEA 110kV GODINEȘTI - LUPOAIA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	112.9
108	LEA 110kV LUPOAIA - MOTRU	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	109.8
109	LEA 110kV MOTRU - VALEAMARE	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	112.9
110	LEA 110kV MOTRU - STREHAIA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	105.4
112	LEA 110kV MOTRU - ROSIUTA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	116.1
113	LEA 110kV STREHAIA - FILIASI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	104.4
114	LEA 110kV FILIASI - TURBUREA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	100.3
115	LEA 110kV FILIASI - ALMAJ	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	100.6
116	LEA 110kV FILIASI - ARMATURI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	102.2
119	LEA 110kV BAILEȘTI - GALICEA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	100.3
123	LEA 110kV CETATE2 - GRUIA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	100.1
129	LEA 110kV GRUIA - OSTROVUMARE	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	107.2
130	LEA 110kV OSTROVUMARE - BURILA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	101.8
133	LEA 110kV ARMATURI - BANOVITA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	102.3
139	LEA 110kV CETDROBETA - BANOVITA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	103.5

Se observa ca la regimul N-1 (fara CEF Cojani 2) VDV 2029, LEA 110kV care se supraîncarca sunt:

- LEA 110kV ROGOJELU – GODINEȘTI și
- LEA 110kV GODINEȘTI – LUPOAIA.

21.1.3. Etapa VDI 2024

Din analiza regimurilor staționare cu N și N-1 elemente în funcțiune în zona Distribuție Oltenia a rezultat că sunt satisfăcute condițiile de încărcare a elementelor de rețea (Anexa B) și sunt satisfăcute condițiile de încadrare în limitele admisibile de tensiune (Anexa B).

În urma analizei regimurilor cu N elemente în funcțiune se observă că nu există supraîncărcări sau supratensiuni în RED sau RET pentru zona de rețea analizată.

În urma analizei regimurilor cu N-1 elemente în funcțiune se observă că nu există supraîncărcări sau supratensiuni în RED sau RET pentru zona de rețea analizată.

21.1.4. Etapa VDI 2029

Din analiza regimurilor staționare cu N și N-1 elemente în funcțiune în zona Distribuție Oltenia a rezultat că sunt satisfăcute condițiile de încărcare a elementelor de rețea (Anexa B) și sunt satisfăcute condițiile de încadrare în limitele admisibile de tensiune (Anexa B).

În urma analizei regimurilor cu N elemente în funcțiune se observă că nu există supraîncărcări sau supratensiuni în RED sau RET pentru zona de rețea analizată.

În urma analizei regimurilor cu N-1 elemente în funcțiune se observă că nu există supraîncărcări sau supratensiuni în RED sau RET pentru zona de rețea analizată.

21.2. Analiza regimurilor de dimensionare

21.2.1. Varianta 1 – Racord în LEA 20kV cu evacuare în stația 110/20 kV

Carbunesti (anexa C)

21.2.1.1. Etapa VDV 2024

Din analiza regimurilor staționare cu N și N-1 elemente în funcțiune în zona analizată a rezultat că sunt satisfăcute condițiile de încărcare a elementelor de rețea (Anexa C) și sunt satisfăcute condițiile de încadrare în limitele admisibile de tensiune (Anexa C).

În urma analizei regimurilor cu N elemente în funcțiune se observă că nu există supraîncărcări sau supratensiuni în RED sau RET pentru zona de rețea analizată.

Din analiza regimurilor N-1, mai semnificative, rezulta supraincarcari ale elementelor SEN, prezentate în tabelul de mai jos:

Nr. Crt.	Element deconectat	Element incarcat	Lim.Term. [MVA]	Incarcarea [%]
13	LEA 220kV CRAIOVAN2 - SLATINA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINESTI	94.3	103.1
20	AT 400/220kV URECHESTI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINESTI	94.3	103.4
30	AT 220/110kV CRAIOVAN1	LEA 110kV ROGOJELU - GODINESTI	94.3	100.1
76	LEA 110kV ISALNITA2 - BAILESTI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINESTI	94.3	103.1
98	LEA 110kV ROGOJELU - URECHESTI circ2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINESTI	94.3	94.8
99	LEA 110kV ROGOJELU - GODINESTI	LEA 110kV GODINESTI - LUPOAIA	81.6	102.1
		LEA 110kV LUPOAIA - MOTRU	81.6	95.7
		LEA 110kV MOTRU - ROSIUTA	81.6	91.3
103	LEA 110kV GODINESTI - LUPOAIA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINESTI	94.3	110.5
104	LEA 110kV LUPOAIA - MOTRU	LEA 110kV ROGOJELU - GODINESTI	94.3	107.4
105	LEA 110kV MOTRU - VALEAMARE	LEA 110kV ROGOJELU - GODINESTI	94.3	109.2
106	LEA 110kV MOTRU - STREHAIA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINESTI	94.3	102.3
108	LEA 110kV MOTRU - ROSIUTA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINESTI	94.3	111.1
109	LEA 110kV STREHAIA - FILIASI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINESTI	94.3	101.3

Se observa ca la regimul N-1 (fara CEF Cojani 2) VDV 2024, LEA 110kV care se supraincarca sunt:

- LEA 110kV ROGOJELU – GODINESTI si
- LEA 110kV GODINESTI – LUPOAIA.

21.2.1.2.Etapa VDV 2029

Din analiza regimurilor staționare cu N și N-1 elemente în funcțiune în zona analizată a rezultat că sunt satisfăcute condițiile de încărcare a elementelor de rețea (Anexa C) și sunt satisfăcute condițiile de încadrare în limitele admisibile de tensiune (Anexa C).

În urma analizei regimurilor cu N elemente în funcțiune se observă că nu există supraîncărcări sau supratensiuni în RED sau RET pentru zona de rețea analizată.

Din analiza regimurilor N-1, mai semnificative, rezulta supraincarcari ale elementelor SEN, prezentate în tabelul de mai jos:

Nr. Crt.	Element deconectat	Element incarcat	Lim.Term. [MVA]	Incarcarea [%]
12	LEA 220kV CRAIOVAN1 - RTR. M2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	102.1
13	LEA 220kV CRAIOVAN2 - SLATINA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	106.1
20	AT 400/220kV URECHEȘTI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	109.1
31	AT 220/110kV CRAIOVAN1	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	103.1
89	LEA 110kV CARBUNESTI - TGJIUNORD	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	101.8
102	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	LEA 110kV GODINEȘTI - LUPOAIA	81.6	103.2
		LEA 110kV LUPOAIA - MOTRU	81.6	96.7
		LEA 110kV MOTRU - ROSIUTA	81.6	95.8
106	LEA 110kV JILT - ROSIUTA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	101.5
107	LEA 110kV GODINEȘTI - LUPOAIA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	111.9
108	LEA 110kV LUPOAIA - MOTRU	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	108.8
109	LEA 110kV MOTRU - VALEAMARE	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	111.5
110	LEA 110kV MOTRU - STREHAIA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	104.2
112	LEA 110kV MOTRU - ROSIUTA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	114.2
113	LEA 110kV STREHAIA - FILIASI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	103.1
116	LEA 110kV FILIASI - ARMATURI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	100.6
129	LEA 110kV GRUIA - OSTROVUMARE	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	106.1
130	LEA 110kV OSTROVUMARE - BURILA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	100.3
133	LEA 110kV ARMATURI - BANOVITA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	100.7
139	LEA 110kV CETDROBETA - BANOVITA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	101.8

Se observa ca la regimul N-1 (fara CEF Cojani 2) VDV 2029, LEA 110kV care se supraincarca sunt:

- LEA 110kV ROGOJELU – GODINEȘTI și
- LEA 110kV GODINEȘTI – LUPOAIA.

21.2.1.3.Etapa VDI 2024

Din analiza regimurilor staționare cu N și N-1 elemente în funcțiune în zona analizată a rezultat că sunt satisfăcute condițiile de încărcare a elementelor de rețea (Anexa C) și sunt satisfăcute condițiile de încadrare în limitele admisibile de tensiune (Anexa C).

În urma analizei regimurilor cu N elemente în funcțiune se observă că nu există supraîncărcări sau supratensiuni în RED sau RET pentru zona de rețea analizată.

În urma analizei regimurilor cu N-1 elemente în funcțiune se observă că nu există supraîncărcări sau supratensiuni în RED sau RET pentru zona de rețea analizată.

21.2.1.4.Etapa VDI 2029

Din analiza regimurilor staționare cu N și N-1 elemente în funcțiune în zona analizată a rezultat că sunt satisfăcute condițiile de încărcare a elementelor de rețea (Anexa C) și sunt satisfăcute condițiile de încadrare în limitele admisibile de tensiune (Anexa C).

În urma analizei regimurilor cu N elemente în funcțiune se observă că nu există supraîncărcări sau supratensiuni în RED sau RET pentru zona de rețea analizată.

În urma analizei regimurilor cu N-1 elemente în funcțiune se observă că nu există supraîncărcări sau supratensiuni în RED sau RET pentru zona de rețea analizată.

21.2.2. Varianta 2 – Racord în bara MT a stației 110/20kV Carbunesti (anexa C)

21.2.2.1.Etapa VDV 2024

Din analiza regimurilor staționare cu N și N-1 elemente în funcțiune în zona analizată a rezultat că sunt satisfăcute condițiile de încărcare a elementelor de rețea (Anexa C) și sunt satisfăcute condițiile de încadrare în limitele admisibile de tensiune (Anexa C).

În urma analizei regimurilor cu N elemente în funcțiune se observă că nu există supraîncărcări sau supratensiuni în RED sau RET pentru zona de rețea analizată.

Din analiza regimurilor N-1, mai semnificative, rezulta supraincarcari ale elementelor SEN, prezentate în tabelul de mai jos:

Nr. Crt.	Element deconectat	Element incarcat	Lim.Term. [MVA]	Incarcarea [%]
13	LEA 220kV CRAIOVAN2 - SLATINA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	103.1
20	AT 400/220kV URECHEȘTI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	103.4
30	AT 220/110kV CRAIOVAN1	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	100.1
76	LEA 110kV ISALNITA2 - BAILEȘTI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	103.1
99	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	LEA 110kV GODINEȘTI - LUPOAIA	81.6	102.1
		LEA 110kV LUPOAIA - MOTRU	81.6	95.7
		LEA 110kV MOTRU - ROSIUTA	81.6	91.3
103	LEA 110kV GODINEȘTI - LUPOAIA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	110.5
104	LEA 110kV LUPOAIA - MOTRU	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	107.4
105	LEA 110kV MOTRU - VALEAMARE	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	109.2
106	LEA 110kV MOTRU - STREHAIA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	102.3

108	LEA 110kV MOTRU - ROSIUTA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	111.1
109	LEA 110kV STREHAIA - FILIASI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	101.3
124	LEA 110kV GRUIA - OSTROVUMARE	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	103.1

Se observă că la regimul N-1 (fără CEF Cojani 2) VDV 2024, LEA 110kV care se supraîncarcă sunt:

- LEA 110kV ROGOJELU – GODINEȘTI și
- LEA 110kV GODINEȘTI – LUPOAIA.

21.2.2.2.Etapa VDV 2029

Din analiza regimurilor staționare cu N și N-1 elemente în funcțiune în zona analizată a rezultat că sunt satisfăcute condițiile de încărcare a elementelor de rețea (Anexa C) și sunt satisfăcute condițiile de încadrare în limitele admisibile de tensiune (Anexa C).

În urma analizei regimurilor cu N elemente în funcțiune se observă că nu există supraîncărcări sau supratensiuni în RED sau RET pentru zona de rețea analizată.

Din analiza regimurilor N-1, mai semnificative, rezulta supraîncărcări ale elementelor SEN, prezentate în tabelul de mai jos:

Nr. Crt.	Element deconectat	Element încărcat	Lim.Term. [MVA]	Încărcarea [%]
12	LEA 220kV CRAIOVAN1 - RTR. M2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	102.1
13	LEA 220kV CRAIOVAN2 - SLATINA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	106.1
20	AT 400/220kV URECHEȘTI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	109.1
31	AT 220/110kV CRAIOVAN1	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	103.1
78	LEA 110kV ISALNITA2 - BAILEȘTI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	105.7
89	LEA 110kV CARBUNESTI - TGJUNORD	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	101.8
102	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	LEA 110kV GODINEȘTI - LUPOAIA	81.6	103.2
		LEA 110kV LUPOAIA - MOTRU	81.6	96.7
		LEA 110kV MOTRU - ROSIUTA	81.6	95.8
106	LEA 110kV JILT - ROSIUTA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	101.5
107	LEA 110kV GODINEȘTI - LUPOAIA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	111.9
108	LEA 110kV LUPOAIA - MOTRU	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	108.8
109	LEA 110kV MOTRU - VALEAMARE	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	111.5
110	LEA 110kV MOTRU - STREHAIA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	104.2
112	LEA 110kV MOTRU - ROSIUTA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	114.2
113	LEA 110kV STREHAIA - FILIASI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	103.1
116	LEA 110kV FILIASI - ARMATURI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	100.6

129	LEA 110kV GRUIA - OSTROVUMARE	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	106.1
130	LEA 110kV OSTROVUMARE - BURILA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	100.3
133	LEA 110kV ARMATURI - BANOVIȚA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	100.7
139	LEA 110kV CETDROBETA - BANOVIȚA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	101.8

Se observă că la regimul N-1 (fără CEF Cojani 2) VDV 2029, LEA 110kV care se supraîncarcă sunt:

- LEA 110kV ROGOJELU – GODINEȘTI și
- LEA 110kV GODINEȘTI – LUPOAIA.

21.2.2.3.Etapa VDI 2024

Din analiza regimurilor staționare cu N și N-1 elemente în funcțiune în zona analizată a rezultat că sunt satisfăcute condițiile de încărcare a elementelor de rețea (Anexa C) și sunt satisfăcute condițiile de încadrare în limitele admisibile de tensiune (Anexa C).

În urma analizei regimurilor cu N elemente în funcțiune se observă că nu există supraîncărcări sau supratensiuni în RED sau RET pentru zona de rețea analizată.

În urma analizei regimurilor cu N-1 elemente în funcțiune se observă că nu există supraîncărcări sau supratensiuni în RED sau RET pentru zona de rețea analizată.

21.2.2.3.Etapa VDI 2029

Din analiza regimurilor staționare cu N și N-1 elemente în funcțiune în zona analizată a rezultat că sunt satisfăcute condițiile de încărcare a elementelor de rețea (Anexa C) și sunt satisfăcute condițiile de încadrare în limitele admisibile de tensiune (Anexa C).

În urma analizei regimurilor cu N elemente în funcțiune se observă că nu există supraîncărcări sau supratensiuni în RED sau RET pentru zona de rețea analizată.

În urma analizei regimurilor cu N-1 elemente în funcțiune se observă că nu există supraîncărcări sau supratensiuni în RED sau RET pentru zona de rețea analizată.

21.3. Concluzii

În urma efectuării studiului de sistem se poate concluziona că în soluțiile de racordare propuse:

- racordarea la RED 20kV a CEF Cojani 2 nu conduce la supratensiuni, supraîncărcări sau contingente suplimentare în SEN față de situația actuală;
- rezultatele centralizate ale analizei de regimuri staționare în situația existentă (FĂRĂ CEF COJANI 2) sunt prezentate sintetic în tabelul de mai jos.

	Fără CEF Cojani	
	N	N-1
VDV 2024	Nu există suprasarcini Nu există supratensiuni	LEA 110kV ROGOJELU – GODINEȘTI - supraîncărcată LEA 110kV GODINEȘTI – LUPOAIA - supraîncărcată Nu există supratensiuni
VDV 2029	Nu există suprasarcini Nu există supratensiuni	LEA 110kV ROGOJELU – GODINEȘTI - supraîncărcată LEA 110kV GODINEȘTI – LUPOAIA - supraîncărcată Nu există supratensiuni
VDI 2024	Nu există suprasarcini Nu există supratensiuni	Nu există suprasarcini Nu există supratensiuni
VDI 2029	Nu există suprasarcini Nu există supratensiuni	Nu există suprasarcini Nu există supratensiuni

- rezultatele centralizate ale analizei de regimuri de dimensionare în situația proiectată (CU CEF COJANI 2) sunt prezentate sintetic în tabelul de mai jos.

VDV 2024	Nu există suprasarcini Nu există supratensiuni	LEA 110kV ROGOJELU – GODINEȘTI - supraîncărcată LEA 110kV GODINEȘTI – LUPOAIA - supraîncărcată Nu există supratensiuni
VDV 2029	Nu există suprasarcini Nu există supratensiuni	LEA 110kV ROGOJELU – GODINEȘTI - supraîncărcată LEA 110kV GODINEȘTI – LUPOAIA - supraîncărcată Nu există supratensiuni
VDI 2024	Nu există suprasarcini Nu există supratensiuni	Nu există suprasarcini Nu există supratensiuni
VDI 2029	Nu există suprasarcini Nu există supratensiuni	Nu există suprasarcini Nu există supratensiuni

- atât în regimurile fără CEF Cojani cât și în regimurile după apariția CEF Cojani, în zona analizată apare supraîncărcare LEA 110kV ROGOJELU – GODINEȘTI și LEA 110kV GODINEȘTI – LUPOAIA. Aceste supraîncărcări nu sunt datorate racordării noului producător.
- soluțiile propuse pentru racordare CEF COJANI 15,006 MW corespund condițiilor tehnice de funcționare;
- va fi necesară efectuarea completă a testelor de punere în funcțiune, pe baza cărora OTS/OD va da aprobarea de conectare la rețea în soluția de racordare care va fi stabilită.

22. DATE TEHNICE ALE CENTRALELOR FORMATE DIN MODULE GENERATOARE

Sunt prezentate atasat datele tehnice ale centralelor formate din grupuri generatoare, completate pe formatele din anexele 5 și 6 din Ordinul ANRE 208/2018, pentru variantele de racordare prezentate în studiu, după cum urmează:

Anexa 5 – Tabel 1B - Date tehnice ale centralelor formate din module generatoare, categoria B – CEF COJANI 2 - PARC 1 (VARIANTA 1)

Anexa 6 – Tabel 2C - Date tehnice ale centralelor formate din module generatoare, categoria C – CEF COJANI 2 – PARC 2 (VARIANTA 1)

Anexa 6 – Tabel 3C - Date tehnice ale centralelor formate din module generatoare, categoria C - CEF COJANI 2– PARC 3 (VARIANTA 1)

Anexa 6 – Tabel 4C - Date tehnice ale centralelor formate din module generatoare, categoria C – CEF COJANI 2 – PARC 2 (VARIANTA 2)

Anexa 6 – Tabel 5C - Date tehnice ale centralelor formate din module generatoare, categoria C - CEF COJANI 2– PARC 3 (VARIANTA 2)

Anexele completate sunt însoțite de diagrame, certificate de conformitate, rapoarte de testări întocmite de organisme competente la nivel european sau emise de producătorul echipamentelor (modelelor generatoare) ce vor intra în componența centralei.

În cadrul anexelor 6 sunt incluse și datele tehnice pentru unitățile de stocare aferente acestor centrale.

23. INDICATORII DE SIGURANȚA ÎN FUNCȚIONARE ȘI FIABILITATE ÎN PUNCTELE DE DELIMITARE

A fost efectuat calculul indicatorilor de siguranță în punctele de delimitare, în fiecare din variantele prezentate în studiu, conform cerințelor NTE 005/06/00 - Normativ privind metodele și elementele de calcul al siguranței în funcționare a instalațiilor energetice. Calculele sunt prezentate în anexa la prezenta documentație.

În varianta 1 de racordare la RED 20kV (LEA 20kV), indicatorii de siguranță și fiabilitate sunt calculați în cele 3 puncte de delimitare în LEA 20kV, conform detaliilor din descrierea soluției tehnice.

În varianta 2 de racordare pe bară de 20kV a stației de transformare 110/20kV Carbunesti, indicatorii de siguranță și fiabilitate sunt calculați în cele 2 puncte de delimitare din celulele de racord și măsura 20kV din stație.

Rezultatele centralizate sunt prezentate în tabelul de mai jos.

Varianta de racordare	Punct delimitare	$\lambda \times 10^{-4}$ ore	$\mu \times 10^{-4}$ ore	Nr. mediu anual de întreruperi (intr./an)	Durată medie de insucces (ore/an)	Nr max de întreruperi/an	Durată maximă de restabilire (ore)
Varianta 1	Parc1 - racordare în LEA 20kV Zorlesti	0.494	504	0.43	8.5	2	19
	Parc2 - racordare în LEA 20kV Colibasi	0.497	506	0.436	8.6	2	19,7
	Parc3 - racordare în LEA 20kV Albeni	0.449	476	0.394	8.1	2	21
Varianta 2	Parc1 - racordare pe bară 20kV stația Carbunesti	0,046	702	0,04	5,75	1	14
	Parc2 - racordare pe bară 20kV stația Carbunesti	0,046	702	0.04	5.75	1	14

24. CALCUL SOLICITARILOR LA SCURT-CIRCUIT

Conform datelor puse la dispoziție de OTS prin OD, puterile de scurtcircuit pe bară 110kV a stației de transformare 110/20kV, 2x25MVA Carbunesti sunt următoarele:

$S_k(3\text{phase fault}) = 1618,86\text{MVA}$;

$S_k(L-G \text{ fault}) = 471,54\text{MVA}$;

$S_k(L-L \text{ fault}) = 934,54\text{MVA}$;

$S_k(L-L-G \text{ fault}) = 993,08\text{MVA}$.

Pentru dimensionarea echipamentelor proiectate, în variantele prezentate în studiul de soluție) au fost efectuate calculele curenților de scurtcircuit pe:

- Bară 20kV a stației de transformare 110/20kV Tg. Carbunesti;
- Barele de 20kV ale PC 20kV proiectate;
- Punctele de delimitare a instalațiilor proiectate.

Rezultatele calculelor curenților de scurtcircuit trifazat pe bară de 20kV a stației 110/20kV Carbunesti și barele de 20kV ale punctelor de conexiuni 20kV sunt prezentate grafic în anexe A-04...A-08. Calculele sunt efectuate ținând cont atât de puterea de scurtcircuit pe 110kV în stația Tg. Carbunesti cât și de aportul surselor locale racordate în rețeaua de medie tensiune simulată cât și de aportul CEF(parcuri) proiectate, inclusiv al instalațiilor de stocare aferente acestora. Astfel curenții de scurtcircuit calculați sunt:

- $I_k(3)=10,363\text{kA}$ (Anexa A-04) - curentul trifazat de scurtcircuit pe bară 20kV a stației de transformare Tg. Carbunesti în situația existentă (trafo 25MVA) – calcule de verificare;

- $I_k(3)=13,896\text{A}$ (Anexa A-05) - curentul trifazat de scurtcircuit pe bară 20kV a stației de transformare Tg. Carbușești în situația proiectată – varianta 1(trafa 40MVA);
- $I_k(3)=14,079\text{A}$ (Anexa A-09) - curentul trifazat de scurtcircuit pe bară 20kV a stației de transformare Tg. Carbușești în situația proiectată – varianta 2(trafa 40MVA);
- $I_k(3)=4,913\text{kA}$ (Anexa A-05) - curentul de scurtcircuit trifazat pe bară 20kV a PC 1 (varianta 1);
- $I_k=3,567\text{kA}$ (Anexa A-05) - curentul de scurtcircuit trifazat pe bară 20kV a PC 2 (varianta 1);
- $I_k=5,385\text{kA}$ (Anexa A-05) - curentul de scurtcircuit trifazat pe bară 20kV a PC 3 (varianta 1);
- $I_k=7,816\text{kA}$ (Anexa A-07) - curentul de scurtcircuit trifazat pe bară 20kV a PC 1 (varianta 2);
- $I_k=8,022\text{kA}$ (Anexa A-07) - curentul de scurtcircuit trifazat pe bară 20kV a PC 1 (varianta 2).

În anexele A-06 și A-08 sunt calculate și valorile curentilor de scurtcircuit bifazat (L-L-G), valorile acestora fiind mai mici decât $I_k(3)$ prezentate mai sus.

În consecință, în variantele 1 și 2 se alege echipamentul de 20kV standard pentru PTAB-uri și puncte de conexiuni, având $I_n=630\text{A}$ și $I_k=16\text{kA}(1\text{s})$. În varianta 2, în conformitate cu Politica tehnică 9/2020, rev. 16 – Stații de transformare 110/20(6)kV – Distribuție Energie Oltenia S.A., echipamentele din stație (celule de record și masură 20kV) și echipamentele aferente se aleg/dimensionează la $I_n=1250\text{A}$ și $I_k=25\text{kA}(1\text{s})$.

Au fost efectuate calculele de scurtcircuit și în punctele de record/delimitare a instalațiilor. Astfel, în varianta 1 au rezultat:

- Parc 1 (Stalp 66A, LEA 20kV Zorlești), $I_k(3)= 4,953\text{kA}$, din care contribuția CEF este $I_{k1}(3)= 0,615\text{kA}$, $I_k(L-L-G)= 4,882\text{kA}$;
- Parc 2(Stalp 97, LEA 20kV Cojani), $I_k(3)= 3,585\text{kA}$, din care contribuția CEF este $I_{k2}(3)=0,83\text{kA}$, $I_k(L-L-G)= 3,548\text{kA}$;
- Parc 3(Stalp 55, LEA 20kV Albeni), $I_k(3)= 5,771\text{kA}$, din care contribuția CEF este $I_{k3}(3)=0,824\text{kA}$; $I_k(L-L-G)= 5.646\text{kA}$;

Astfel, în varianta 2 au rezultat:

- Parc 1 (celula 10k, 20kV, stația Carbușești), $I_k(3)= 14,079\text{kA}$, din care contribuția CEF este $I_{k1}(3)= 1,066\text{kA}$, $I_k(L-L-G)= 13,254\text{kA}$;
- Parc 2 (celula 24k, 20kV, stația Carbușești), $I_k(3)= 14,079\text{kA}$, din care contribuția CEF este $I_{k1}(3)= 1,081\text{kA}$, $I_k(L-L-G)= 13,254\text{kA}$.

25. RECOMANDAREA PROIECTANTULUI PRIVIND ALEGEREA SOLUȚIEI DE RACORDARE

Pentru alegerea variantei de racordare la RED, investitorul trebuie să țină cont de:

- avantajele și dezavantajele variantelor analizate și dezvoltate;
- indicatorii de siguranță în funcționare și fiabilitatea instalațiilor proiectate;
- de amplasarea în teren a instalațiilor existente și proiectate;
- de situația juridică a terenurilor din zona CEF Cojani 2 analizată;
- de evaluarea costurilor investiționale, de racordare, fonduri proprii, respectiv totale;
- de condițiile și costurile de exploatare și mentenanță a instalațiilor proiectate.

În urma analizei comparative a criteriilor menționate mai sus, recomandarea proiectantului este de alegere a Variantei 1, care asigură și respectă condițiile din standardul de performanță al RED la o valoare investițională optimă (mai mică).

26.CONCLUZII

În urma efectuării analizelor, evaluărilor, calculelor și studiilor aferente prezentei documentații se poate concluziona că în soluțiile de racordare propuse:

- nu s-au înregistrat depășiri ale capacității de transport ale elementelor de rețea de medie și înaltă tensiune datorită racordării CEF Cojani 2($P_i=15,006\text{MW}$); conectarea CEF proiectată nu influențează semnificativ încărcarea rețelei în regimurile N și N-1 și nu generează depășiri ale capacității de transport a liniilor de medie și înaltă tensiune existente;
- tensiunile se încadrează în banda de tensiuni admisibile atât la 20kV cât și pentru elementele SEN la 110-400kV;
- creșterea CPT datorită racordării CEF proiectată se încadrează în limitele procentuale stabilite de operatorul de distribuție prin *Ghidul pentru stabilirea soluțiilor de racordare pentru noii utilizatori*;
- nu sunt necesare lucrări de întărire rețea în amonte de punctul de racordare prin reconducerea LEA 110-400kV sau amplificarea AT existente;
- sunt necesare lucrări de întărire rețea în amonte de punctul de racordare, în stația de transformare 110/20kV Tg Carbunesti, prin creșterea puterii trafo(rotirea trafo) de la 2x25MVA la 2x40MVA pentru asigurarea condițiilor de evacuare a puterii CEF Cojani 2 proiectată; finanțarea lucrărilor de întărire a rețelei se realizează în condițiile prevăzute în Ordinele ANRE 59/2013, 11/2014, 141/2014 și 87/2014, calculele fiind prezentate în partea economică a studiului de soluție privind determinarea tarifului de racordare și vor fi suportate de producător;
- în cazul în care nu se realizează lucrările de întărire rețea prin amplificarea/rotirea trafo de la 2x25MVA la 2x40MVA în stația Tg. Carbunesti, puterea maximă ce poate fi evacuată de CEF COJANI 2 proiectată, în RED existentă este de 0,948MVA;
- investitorul trebuie să își asume condițiile menționate expres în prezenta documentație, respectiv cerințele aplicabile prevăzute în Ordinele ANRE 208/2018, Ordinul ANRE 51/2019, Ordinul ANRE 233/2019;
- cu cel puțin 3 luni înainte de data preconizată de punere în funcțiune este necesar ca gestionarul(investitorul) să depună întreaga documentație tehnică la ORR, în conformitate cu termenele și cerințele stipulate în Ordinul ANRE 51/2019, pentru racordarea unităților generatoare de categorie B și C, în funcție de varianta de racordare la rețea aleasă de beneficiar. Evaluarea conformității centrelor din module generatoare (inclusiv a instalațiilor de stocare) cu cerințele Ordinului ANRE nr. 208/2018, se va realiza prin transmiterea certificatelor de conformitate emise de organisme autorizate pe plan european, de preferință după intrarea în vigoare a Regulamentului European(UE) 2016/631, însoțite de rapoartele de testare care au stat la baza emiterii acestora. Aceste certificate însoțite de rapoartele de testare pot fi transmise până la data punerii în funcțiune.

Proiectant,
ing. Rizescu Gheorghe



BREVIAR DE CALCULE ELECTRICE

1. Dimensionarea PTAB 20/0,4kV, PC 20kV si reductorilor de masura si protectie 20kV

In conformitate cu solicitarile utilizatorului din cererea si chestionarul energetic, datele energetice ale locului de consum sunt urmatoarele:

- Puterea instalata a CEF Cojani 2: 15006kW, din care:
 - A. Puterea instalata generatoare fotovoltaice(invertoare): 12006kW;
 - B. Puterea instalata a instalatiei de stocare(IS): 3000kW.

A. GENERATOARE FOTOVOLTAICE

- Nr. panouri : 31900buc;
- Tip panou: LG 405W bifaciale;
- Pi/panou: 0,405kWp;
- Puterea maxima debitata de panouri: 12919,5kWp;
- Tip invertoare: Solar Edge SE82.8K;
- Pi inverter(c.a.): 82,8kW ;
- Nr. invertoare: 145buc.;
- Puterea maxima debitata de invertoare: 12006kW;
- Un inverter(c.a.): 400V ;
- Pi servicii interne: 3200kW;
- Pmax.sa, servicii interne: 3075kW, din care
- Pmax.sa, IS=3000kW ;
- Pmax.sa, SI750kW.

B. INSTALATIE DE STOCARE (IS)

Putere totala instalata in IS: 3000kW;

Numar elemente stocare: 6buc;

Putere instalata Pi/element stocare: 500kW.

VARIANTA 1 - PARC 1

- Puterea instalata totala Parc 1: 4057,2kW;
- Puterea instalata generatoare fotovoltaice(invertoare): 4057,2kW;
- Nr. panouri : 10780buc;
- Tip panou: LG 405W bifaciale;
- Pi/panou: 0,405kWp;
- Puterea maxima debitata de panouri: 4365,9kWp;
- Tip invertoare: Solar Edge SE82.8K;
- Pi inverter(c.a.): 82,8kW ;
- Nr. invertoare: 49buc.;
- Tip inverter: Solar Edge SE82.8K;
- Puterea maxima debitata de invertoare: 4057,2kW;
- Un inverter(c.a.): 400V;
- Pmax inverter(c.c.): 111,75kW;
- Pmax inverter(c.a.): 82,8kW;
- Numar PTAB 20/0,4kV, 1250kVA – 4buc. ;
- Puterea maxima pe PTAB – 1076,4kW (grad maxim de incarcare – 86,11%)
- Puncte de conexiuni PC 20kV pentru racordare RED 20kV – 1 buc.

Pentru puterea trafo din PTAB 1...PTAB 4 de 1250kVA rezulta un curent nominal $I_n=36,08A$, pentru care se aleg pe celula trafo reductori de curent de masura de protectie 2x40/5A, clasa 0,5.

Pentru puterea instalata in PARC 1 de 4057,2kW rezulta un curent nominal $I_n=130,14A$. In consecinta, in PC1 20kV proiectat, pentru celulele de plecare/sosire spre/din PTAB se aleg reductori de curent avand raportul de transformare 2x150/5A, clasa 0,5 si tori de curent 150/1A in celulele de linie echipate cu separatori de sarcina(PTAB 1...PTAB4 si PC 1 20kV).

Pentru puterea instalata a CEF Cojani 2 – Parc 1 proiectata 4057,2kW rezulta un curent nominal $I_n=130,14A$. Se aleg reductori de masura de curent 2x150/5/5A, clasa 0,2, respectiv reductori de tensiune 3x20/V3/0,1/V3 kV, clasa 0,2S in PC1 20kV proiectat(celula de masura securizabila).

VARIANTA 1 - PARC 2

- Puterea instalata totala Parc 2: 5474,4kW, din care :
 - o Puterea instalata generatoare fotovoltaice(invertoare): 3974,4kW;
 - o Puterea instalata in instalatie de stocare: 1500kW.
- Nr. panouri : 10560buc;
- Tip panou: LG 405W bifaciale;
- Pi/panou: 0,405kWp;
- Puterea maxima debitata de panouri: 4276,8kWp;
- Tip invertoare: Solar Edge SE82.8K;
- Pi inverter(c.a.): 82,8kW ;
- Nr. invertoare: 48buc.;
- Puterea maxima debitata de invertoare: 3974,4kW;
- Un inverter(c.a.): 400V ;
- Numar PTAB 20/0,4kV, 1250kVA – 4buc(grad maxim de incarcare – 79,49%) ;,;
- Pi servicii interne: 1600kW;
- Pmax.sa, servicii interne: 1575kW ;
- Putere instalata in instalatia de stocare (IS): 1500kW;
- Pi element de stocare: 500kW;
- Numar unitati stocare: 3buc;
- Tip inverter unitati de stocare: SMA Sunny Central Storage SCS 1900;
- Pi inverter(c.a.): 1900kVA;
- Un inverter(c.a.): 337V(287 V to 404 V);
- Numar PTAB 20/0,4kV, 1600kVA pentru unitati stocare – 1buc;
- Puncte de conexiuni PC 20kV pentru racordare RED 20kV – 1 buc.

Pentru puterea trafo din PTAB 5...PTAB 8 de 1250kVA rezulta un curent nominal $I_n=36,08A$, pentru care se aleg pe celula trafo reductori de curent de masura de protectie 2x40/5A, clasa 0,5.

Pentru puterea trafo aferent PTAB S1 1x1600kVA rezulta un curent nominal $I_n=46,19A$, pentru care se aleg pe celula trafo reductori de curent de masura de protectie 2x50/5A, clasa 0,5.

Pentru puterea instalata in CEF COJANI 2 - PARC 2 de 3974,4kW rezulta un curent nominal $I_n=127,48A$. In consecinta, in PC2 20kV proiectat, pentru celulele de plecare/sosire spre/din PTAB se aleg reductori de curent avand raportul de transformare 2x150/5A, clasa 0,5 si tori de curent 150/1A in celulele de linie echipate cu separatori de sarcina(PTAB 5...PTAB8 si PC 2 20kV).

Pentru puterea maxima evacuata de CEF Cojani 2 – Parc 2 proiectata (CEF+stocare) de $P_i=5474,4kW$ rezulta un curent nominal $I=175,6A$. Se aleg reductori de masura de curent 2x200/5/5A, clasa 0,2, respectiv reductori de tensiune 3x20/V3/0,1/V3 kV, clasa 0,2S in PC2 20kV proiectat(celula de masura securizabila).

VARIANTA 1 - PARC 3

- Puterea instalata totala Parc 2: 5474,4kW, din care :
 - o Puterea instalata generatoare fotovoltaice(invertoare): 3974,4kW;
 - o Puterea instalata in instalatie de stocare: 1500kW.
- Nr. panouri : 10560buc;
- Tip panou: LG 405W bifaciale;
- Pi/panou: 0,405kWp;
- Puterea maxima debitata de panouri: 4276,8kWp;
- Tip invertoare: Solar Edge SE82.8K;
- Pi inverter(c.a.): 82,8kW ;
- Nr. invertoare: 48buc.;
- Puterea maxima debitata de invertoare: 3974,4kW;
- Un inverter(c.a.): 400V ;
- Numar PTAB 20/0,4kV, 1250kVA – 4buc(grad maxim de incarcare – 79,49%) ;,;
- Pi servicii interne: 1600kW;
- Pmax.sa, servicii interne: 1575kW ;
- Putere instalata in instalatia de stocare (IS): 1500kW;

- *Pi element de stocare: 500kW;*
- *Numar unitati stocare: 3buc;*
- *Tip inverter unitati de stocare: SMA Sunny Central Storage SCS 1900;*
- *Pi inverter(c.a.): 1900kVA;*
- *Un inverter(c.a.): 337V(287 V to 404V);*
- *Numar PTAB 20/0,4kV, 1600kVA pentru unitati stocare – 1buc;*
- *Puncte de conexiuni PC 20kV pentru racordare RED 20kV – 1 buc.*

Pentru puterea trafo din PTAB 9...PTAB 12 de 1250kVA rezulta un curent nominal $I_n=36,08A$, pentru care se aleg pe celula trafo reductori de curent de masura de protectie 2x40/5A, clasa 0,5.

Pentru puterea trafo aferent PTAB S2 1x1600kVA rezulta un curent nominal $I_n=46,19A$, pentru care se aleg pe celula trafo reductori de curent de masura de protectie 2x50/5A, clasa 0,5.

Pentru puterea instalata in CEF COJANI 2 - PARC 3 de 3974,4kW rezulta un curent nominal $I_n=127,48A$. In consecinta, in PC3 20kV proiectat, pentru celulele de plecare/sosire spre/din PTAB se aleg reductori de curent avand raportul de transformare 2x150/5A, clasa 0,5 si tori de curent 150/1A in celulele de linie echipate cu separatori de sarcina(PTAB 9...PTAB12 si PC 3 20kV).

Pentru puterea maxima evacuata de CEF Cojani 2 – Parc 3 proiectata (CEF+stocare) de $P_i=5474,4kW$ rezulta un curent nominal $I=175,6A$. Se aleg reductori de masura de curent 2x200/5/5A, clasa 0,2, respectiv reductori de tensiune 3x20/V3/0,1/V3 kV, clasa 0,2S in PC2 20kV proiectat(celula de masura securizabila).

VARIANTA 2 - PARC 1

- *Puterea instalata totala Parc 1: 7461,6kW, din care :*
 - o *Puterea instalata generatoare fotovoltaice(invertoare): 5961,6kW;*
 - o *Puterea instalata in instalatie de stocare: 1500kW.*
- *Nr. panouri : 15840buc;*
- *Tip panou: LG 405W bifaciale;*
- *Pi/panou: 0,405kWp;*
- *Puterea maxima debitata de panouri: 6415,2kWp;*
- *Tip invertoare: Solar Edge SE82.8K;*
- *Pi inverter(c.a.): 82,8kW ;*
- *Nr. invertoare: 72buc.;*
- *Puterea maxima debitata de invertoare: 5961,6kW;*
- *Un inverter(c.a.): 400V ;*
- *Numar PTAB 20/0,4kV, 1250kVA – 6buc. (grad maxim de incarcare – 79,49%);*
- *Pi servicii interne: 1600kW;*
- *Pmax.sa, servicii interne: 1575kW ;*
- *Putere instalata in instalatia de stocare (IS): 1500kW;*
- *Pi element de stocare: 500kW;*
- *Numar unitati stocare: 3buc;*
- *Tip inverter unitati de stocare: SMA Sunny Central Storage SCS 1900;*
- *Pi inverter(c.a.): 1900kVA;*
- *Un inverter(c.a.): 337V(287 V to 404V);*
- *Numar PTAB 20/0,4kV, 1600kVA pentru unitati stocare – 1buc;*
- *Puncte de conexiuni PC 20kV pentru racordare RED 20kV – 1 buc.*

Pentru puterea trafo din PTAB 1...PTAB 6 de 1250kVA rezulta un curent nominal $I=36,08A$, pentru care se aleg pe celula trafo reductori de curent de masura de protectie 2x40/5A, clasa 0,5.

Pentru puterea trafo din PTAB S1 de 1600kVA rezulta un curent nominal $I_n=46,19A$, pentru care se aleg pe celula trafo reductori de curent de masura de protectie 2x50/5A, clasa 0,5.

Pentru puterea total instalata in PARC 1 de 7461,6kW(panouri si instalatia de stocare) rezulta un curent nominal $I_n=239,34A$. In consecinta, in PC1 20kV proiectat, pentru celulele de plecare/sosire din PTAB se aleg reductori de curent avand raportul de transformare 2x250/5A,

clasa 0,5 si tori de curent 250/1A in celulele de linie echipate cu separatori de sarcina din PTAB-uri.

Pentru puterea total instalata in PARC 1 de 7461,6kW(panouri si instalatia de stocare) rezulta un curent nominal $I_n=239,34A$. Se aleg reductori de curent 250/5/5A, clasa 0,5 in celula PC 1. Se aleg reductori de masura de curent 2x250/5/5A, clasa 0,2, respectiv reductori de tensiune 3x20/V3/0,1/V3 kV, clasa 0,2S in celula de linie(racord) si masura 10k, 20kV proiectata in statia 110/20kV Tg. Carbonești.

VARIANTA 2 - PARC 2

- Puterea instalata totala Parc 1: 7544,4kW, din care :
 - o Puterea instalata generatoare fotovoltaice(invertoare): 6044,4kW;
 - o Puterea instalata in instalatie de stocare: 1500kW.
- Nr. panouri : 16060buc;
- Tip panou: LG 405W bifaciale;
- Pi/panou: 0,405kWp;
- Puterea maxima debitata de panouri: 6504,3kWp;
- Tip invertoare: Solar Edge SE82.8K;
- Pi inverter(c.a.): 82,8kW ;
- Nr. invertoare: 72buc.;
- Puterea maxima debitata de invertoare: 5961,6kW;
- Un inverter(c.a.): 400V ;
- Numar PTAB 20/0,4kV, 1250kVA – 6buc. (grad maxim de incarcare – 86,11%);
- Pi servicii interne: 1600kW;
- Pmax.sa, servicii interne: 1500kW ;
- Putere instalata in instalatia de stocare (IS): 1500kW;
- Pi element de stocare: 500kW;
- Numar unitati stocare: 3buc;
- Tip inverter unitati de stocare: SMA Sunny Central Storage SCS 1900;
- Pi inverter(c.a.): 1900kVA;
- Un inverter(c.a.): 337V(287 V to 404V);
- Numar PTAB 20/0,4kV, 1600kVA pentru unitati stocare – 1buc;
- Puncte de conexiuni PC 20kV pentru racordare RED 20kV – 1 buc.

Pentru puterea trafo din PTAB 7...PTAB 12 de 1250kVA rezulta un curent nominal $I=36,08A$, pentru care se aleg pe celula trafo reductori de curent de masura de protectie 2x40/5A, clasa 0,5.

Pentru puterea trafo din PTAB S2 de 1600kVA rezulta un curent nominal $I_n=46,19A$, pentru care se aleg pe celula trafo reductori de curent de masura de protectie 2x50/5A, clasa 0,5.

Pentru puterea total instalata in PARC 2 de 7544,4kW(panouri si instalatia de stocare) rezulta un curent nominal $I_n=242A$. In consecinta, in PC2 20kV proiectat, pentru celulele de plecare/sosire din PTAB se aleg reductori de curent avand raportul de transformare 2x250/5A, clasa 0,5 si tori de curent 250/1A in celulele de linie echipate cu separatori de sarcina din PTAB-uri.

Pentru puterea total instalata in PARC 2 de 7544,4kW(panouri si instalatia de stocare) rezulta un curent nominal $I_n=242A$. Se aleg reductori de curent 250/5/5A, clasa 0,5 in celula PC 2 proiectat. Se aleg reductori de masura de curent 2x250/5/5A, clasa 0,2, respectiv reductori de tensiune 3x20/V3/0,1/V3 kV, clasa 0,2S in celula de linie(racord) si masura 24k, 20kV proiectata in statia 110/20kV Tg. Carbonești.

2. Dimensionarea reductorilor de masura si protectie in statia 110/20kV Tg. Carbonești

VARIANTA 1

Ca urmare a rotirii(amplificarii) trafo de la 2x25MVA la 2x40MVA, este necesara inlocuirea transformatorilor de masura de protectie pentru trafo T1, CESU 110kV 2x100/5/5A cu CESU 110kV 2x150/5/5A.

Pentru trafo 110/20kV, 40MVA rezulta un curent nominal $I_{2n}=1155A$. Prin umare este necesara schimbarea reductorilor de masura de protectie existenti(800/5/5A, aferenti trafo 110/20kV, 25MVA) cu reductori de masura de protectie 1250/5/5A in celulele 20kV trafo T1 si T2.

Ca urmare a racordarii CEF Cojani 2 – Parc 1 ($P_i=4811kW$) in LEA 20kV Zorlesti, puterea maxima ce poate fi evacuata devine $P_{max}=4057,2+945kW=5002,2kW$, pentru care rezulta un curent $I_{max}=160,45A$. Prin urmare se modifica conexiunile reductorilor de protectie in celula 20kV Zorlesti in statia Tg. Carbunesti la 200/5/5A si reglajul protectiei numerice.

Ca urmare a racordarii CEF Cojani 2 – Parc 2 ($P_i=5474,4kW$) in LEA 20kV Colibasi, puterea maxima ce poate fi evacuata devine $P_{max}=5111,1kW$, pentru care rezulta un curent $I_{max}=175,6A$. Prin urmare se modifica conexiunile reductorilor de protectie in celula 20kV Colibasi in statia Tg. Carbunesti la 200/5/5A si reglajul protectiei numerice.

Ca urmare a racordarii CEF Cojani 2 – Parc 3 ($P_i=5474,4kW$) in LEA 20kV Albeni, puterea maxima ce poate fi evacuata devine $P_{max}=5474,4kW$, pentru care rezulta un curent $I_{max}=175,6A$. Prin urmare se modifica conexiunile reductorilor de protectie in celula 20kV Albeni in statia Tg. Carbunesti la 200/5/5A si reglajul protectiei numerice.

Ca urmare a racordarii CEF Cojani 2 – Parc 1 in LEA 20kV in LEA 20kV Zorlesti, CEF Cojani 2 -Parc 2 in LEA 20kV Cojani si CEF Cojani 2 – Parc 3 in LEA 20kV Albeni, puterea suplimentara debitata ce poate fi preluata prin cupla 20kV este $P_A=4.057,2+5.474,4MW=9.531,6MW$, respectiv $I_A=275,2A$. Puterea maxima debitata prin cupla intre sectiile A si B este $P=4.057,2+0,945+5.474,4+9.990=19.522,54MW$, respectiv un curent maxim $I=563,6A$. Prin urmare este necesara inlocuirea reductorilor de masura de curent existenti 2x300/5/5/A, in celula de cupla 20kV din statia Tg. Carbunesti, cu reductori 2x600/5/5A.

VARIANTA 2

Ca urmare a rotirii(amplificarii) trafo de la 2x25MVA la 2x40MVA, este necesara inlocuirea transformatorilor de masura de protectie pentru trafo T1, CESU 110kV 2x100/5/5A cu CESU 110kV 2x150/5/5A.

Pentru trafo 110/20kV, 40MVA rezulta un curent nominal $I_{2n}=1155A$. Prin umare este necesara schimbarea reductorilor de masura de protectie existenti(800/5/5A, aferenti trafo 110/20kV, 25MVA) cu reductori de masura de protectie 1250/5/5A in celulele 20kV trafo T1 si T2.

Ca urmare a racordarii CEF Cojani 2 – Parc 1 ($P_i=7.461,6kW$) in celula 10k de linie(racord) si masura 20kV in statia Tg Carbunesti, pentru care rezulta un curent $I_{max}=239,34A$. Prin urmare se aleg reductori de masura si protectie in celula 20kV CEF Cojani 2 - Parc 1 in statia Tg. Carbunesti la 250/5/5/5A.

Ca urmare a racordarii CEF Cojani 2 – Parc 2 ($P_i=7.544,4kW$) in celula 24k de linie(racord) si masura 20kV in statia Tg Carbunesti, pentru care rezulta un curent $I_{max}=242A$. Prin urmare se aleg reductori de masura si protectie in celula 20kV CEF Cojani 2 - Parc 2 in statia Tg. Carbunesti la 250/5/5/5A.

Ca urmare a racordarii CEF Cojani 2 – Parc 1 si CEF Cojani 2 – Parc 2 pe barele A si B 20kV ale statiei Tg Carbunesti, puterea suplimentara debitata ce poate fi preluata prin cupla 20kV este $P_A=7.544,4MW$, respectiv $I_A=242A$. Puterea maxima debitata prin cupla intre sectiile A si B este $P=7.461,6+0,945+9,990=18.396,6MW$, respectiv un curent maxim $I=590,1A$. Prin urmare este necesara inlocuirea reductorilor de masura de curent existenti 2x300/5/5/A, in celula de cupla 20kV din statia Tg. Carbunesti, cu reductori 2x600/5/5A.

3. Incarcarea LEA 20kV Zorlesti, LEA 20kV Colibasi, LEA 20kV Albeni (statia Tg. Carbunesti) – varianta 1

In situatia existenta, conform masuratorilor din ziua caracteristica VDV 2020(15.07.2020) incarcarea maxima a LEA 20kV Zorlesti este de 1,61MW si 0,73MVar(consum). Racordarea CEF Cojani 2 -Parc 1, 4.057,2MW conduce la modificarea circulatiei de puteri, astfel incat incarcarea maxima devine 2,69MW, 0,729MVar, din care 2,66MW, 0,743MVar pe bara statiei Tg Carbunesti (debitat).

In situatia existenta, conform masuratorilor din ziua caracteristica VDV 2020(15.07.2020) LEA 20kV Cojani este in gol de sarcina. Racordarea CEF Cojani 2 -Parc 2, 5,474MW conduce la modificarea circulatiei de puteri, astfel incat incarcarea maxima devine 5,456MW, 0,026MVar, din care 5,257MW/0,081MVar pe bara statiei Tg Carbunesti (debitat).

In situatia existenta, conform masuratorilor din ziua caracteristica VDV 2020(15.07.2020) LEA 20kV Albeni este in gol de sarcina. Racordarea CEF Cojani 2 - Parc 3, 5,474MW conduce la modificarea circulatiei de puteri, astfel incat incarcarea maxima devine 5,456MW, 0,002MVAr, din care 5,372MW/0,059MVAr pe bara statiei Tg Carbunesti (debitat).

4. Incarcarea trafo 110/20kV, 25MVA in statia Tg. Carbunesti(situatia existenta)

Luand in calcul puterile aprobate pentru centralelor racordate in reseaua 20kV alimentata din statia 110/20kV Tg. Carbunesti sau pe bara statiei rezulta o incarcare teoretica maxima de 24,045MW, respectiv 0,6MVAr, ceea ce corespunde unui grad de incarcare al transformatorului:

Situatia existenta:

$$S_{\text{debitat max.}} = 24,052\text{MVA}$$

$$S_N = 25 \text{ MVA}$$

$$G \% = \frac{S_{\text{debitat max.}}}{S_N} = \frac{24,052}{25} \times 100 = 96,21 \% < 100\%.$$

Incarcarea transformatorului conform datelor din ziua caracteristica VDV 2020 este

$$S_{\text{debitat}} = 14,74\text{MVA}$$

$$S_N = 25 \text{ MVA}$$

$$G \% = \frac{S_{\text{debitat}}}{S_N} = \frac{14,74}{25} \times 100 = 58,96 \% < 80\%.$$

Se constata ca in cazul in care nu se realizeaza amplificarea/rotirea trafo de la 25MVA la 40MVA, puterea maxima ce poate fi evacuata de CEF COJANI 2 in RED existenta este de 0,948MVA. Tinand cont si de consumul VDV 2020 rezulta puterea $S_{\text{max}}=3,13\text{MVA}$.

5. Incarcarea trafo 110/20kV, 40MVA in statia Tg. Carbunesti(situatia proiectata)

In situatia proiectata, conform masuratorilor din ziua caracteristica VDV 2020 avem:

$$S_{\text{debitat}} = 29,77\text{MVA}$$

$$S_N = 40 \text{ MVA}$$

$$G \% = \frac{S_{\text{debitat}}}{S_N} = \frac{29,77}{40} \times 100 = 74,43 \% < 80\%,$$

Respectiv incarcarea teoretica maxima

$$S_{\text{debitat max.}} = 35,52\text{MVA}$$

$$S_N = 40 \text{ MVA}$$

$$G \% = \frac{S_{\text{deb.max.}}}{S_N} = \frac{35,52}{40} \times 100 = 88,80\% < 100\%.$$

Se constata incarcarea maxima a transformatorului de 40MVA in limite normale.

6. Determinarea curentului capacitiv

Aportul de curent capacitiv dat de LES 20 kV cu cablu A2XS(F)2Y 3x1x185/25mmp este $I_{Co}=2,97\text{A/km[A]}$, aportul de curent capacitiv dat de LES 20 kV cu cablu A2XS(F)2Y 3x1x240/25mmp este $I_{Co}=3,3\text{A/km[A]}$, rezultand un curent capacitiv suplimentar de

$$I_c=2,97 \text{ A/km} \times 6,325\text{km}=18,78\text{A in varianta 1,}$$

respectiv

$$I_c=2,97\text{A/km} \times 4,324\text{km} + 3,3\text{A/km} \times 11,1\text{km}=12,84\text{A} + 36,63\text{A}=49,47\text{A in varianta 2.}$$

In statia 110/20kV Tg. Carbunesti, neutrul este tratat cu TNSI 2100/200kVA si bobina BS2(TENCH) 15-150A, reglata la 150A. In statie exista si TNSI1 1600/200kVA+BS1 (BEZ) 10-100A, in rezerva.

Curentul capacitiv pe bara 20kV in situatia existenta este $I_{c\text{bara } 20\text{kV}} = 135\text{A}$.

Curent capacitiv total dupa conectarea CEF Cojani 2 – varianta 1:

$$I_{BS} = 135 + 18,78 = 153,78\text{A}.$$

Curent capacitiv total dupa conectarea CEF Cojani 2 – varianta 2:

$$I_{BS} = 135 + 49,57 = 184,57\text{A}.$$

In situatia proiectata este necesara inlocuirea TNSI1+BS1 10-100A existente cu TNSI 2100/200kVA si BS 20-200A.

7. Dimensionare echipamentului de 20kV

In conformitate cu calculele de scurtcircuit efectuate pentru determinarea regimurilor de functionare, efectuate pe reseaua de medie tensiune analizata (Anexa A-04), curentul maxim de scurtcircuit pe bara 20kV a statiei de transformare Tg. Carhunesti este in situatia existenta este $I_k = 10,363\text{kA}$. In situatia proiectata-varianta 1, ca urmare a rotirii trafo si racordarii CEF Cojani 2, curentul de scurtcircuit creste la valoarea $I_k = 13,896\text{kA}$ (Anexa A-05). In situatia proiectata - varianta 2, ca urmare a rotirii trafo si racordarii CEF Cojani 2, curentul de scurtcircuit creste la valoarea $I_k = 14,079\text{kA}$ (Anexa A-07). Prin urmare, in conformitate cu Politica tehnica 9/2020, rev. 16 – Statii de transformare 110/20(6)kV – Distributie Energie Oltenia S.A., echipamentele din statie (cellule) si echipamentele aferente se aleg/dimensioneaza la $I_n = 1250\text{A}$ si $I_k = 25\text{kA}(1\text{s})$.

In conformitate cu calculele prezentate in anexele A-05, A-06, curentul de scurtcircuit maxim(trifazat) pe bara 20kV a PC 1 (varianta 1) este $I_k = 4,913\text{kA}$.

In conformitate cu calculele prezentate in anexele A-05, A-06, curentul de scurtcircuit maxim(trifazat) pe bara 20kV a PC 2(varianta 1) este $I_k = 3,567\text{kA}$.

In conformitate cu calculele prezentate in anexa A-05, A-06, curentul de scurtcircuit maxim(trifazat) pe bara 20kV a PC 3(varianta 1) este $I_k = 5,385\text{kA}$.

In consecinta, in varianta 1 se alege echipamentul de 20kV standard pentru PTAB-uri si puncte de conexiuni, avand $I_n = 630\text{A}$ si $I_k = 16\text{kA}(1\text{s})$.

In conformitate cu calculele prezentate in anexele A-07, A-08, curentul de scurtcircuit maxim(trifazat) pe bara 20kV a PC 1 (varianta 2) este $I_k = 7,816\text{kA}$.

In conformitate cu calculele prezentate in anexa A-07, A-08, curentul de scurtcircuit maxim pe bara 20kV a PC 2 (varianta 2) este $I_k = 8,022\text{kA}$.

In consecinta, in variantele 2 se alege echipamentul de 20kV standard pentru PTAB-uri si puncte de conexiuni, avand $I_n = 630\text{A}$ si $I_k = 16\text{kA}(1\text{s})$.

In efectuarea calculelor de scurtcircuit s-a tinut cont de contributia SEN prin statia de transformare 110/20kV Tg. Carhunesti dar si de contributiile surselor (centralelor) racordate in reseaua de medie tensiune sau pe bara statiei.

8. Calculul CPT in reseaua de 20kV analizata

VARIANTA 1

Pentru LEA 20kV din zona analizata s-a efectuat calcul CPT la incarcarea din regimul varfului de dimineata de vara VDV 2020 (15.07.2020, ora 14), cu si fara CEF Cojani 2 (Parc1, Parc 2, Parc 3), $P_i = 15,006\text{MW}$, utilizand softul Etap 19.0.1.

In urma efectuarii calculelor, prezentate atasat, a rezultat ca pierderile de putere in LEA 20kV Zorlesti, LEA 20kV Colibasi, LEA 20kV Albeni si in statia Tg. Carhunesti, in situatia existenta, fara CEF Cojani 2, sunt $\Delta P = 311,998\text{kW}$. Avand in vedere ca puterea debitata in situatia existenta este $14,6\text{MW}$ rezulta $\Delta P_{ex}(\%) = 2,14\%$.

In situatia proiectata, la pierderile la valoarea maxima debitata a CEF Cojani 2 sunt $\Delta P = 1056,8129\text{kW}$. Considerand un timp maxim de utilizare a puterii maxime a CEF Cojani 2 proiectata de circa 15%, rezulta o crestere a pierderilor in situatia proiectata la $\Delta P_{pr} = 0,15 \cdot 1056,8129 + 0,85 \cdot 311,998\text{kW} = 158,52 + 265,2\text{kW} = 423,72\text{kW}$.

Avand in vedere sarcina maxima pe reseaua de 20kV analiza de $35,2\text{MW}$ (productie) rezulta $\Delta P_{pr}(\%) = 1,2\% < 3,67\%$.

Prin racordarea CEF Cojani 2 ($P_i = 15\text{MW}$) la LEA 20kV pierderile in retea cresc in valori absolute dar scad in valori procentuale si se incadreaza in limita de $3,67\%$ (conform cerintelor Ghidului pentru stabilirea solutiilor de racordare pentru noi utilizatori).

In concluzie, racordarea CEF proiectate conduce la cresterea pierderilor in retea de 20kV datorita consumului redus in situatia existenta, dar nivelul pierderilor procentuale se incadreaza in limita maxima pentru nivelul de medie tensiune stabilit de operatorul de distributie.

VARIANTA 2

Pentru LEA 20kV din zona analizata s-a efectuat calcul CPT la incarcarea din regimul varfului de dimineata de vara VDV 2020 (15.07.2020, ora 14), cu si fara CEF Cojani 2 (Parc1, Parc 2), $P_i=15,006\text{MW}$, utilizand softul Etap 19.0.1.

In urma efectuarii calculelor, prezentate atasat, a rezultat ca pierderile de putere in LEA retea de medie tensiune si in statia Tg. Carbonești, in situatia existenta, fara CEF Cojani 2, sunt $\Delta P=311,998\text{kW}$. Avand in vedere ca puterea debitata in situatia existenta este $14,6\text{MW}$ rezulta $\Delta P_{ex}(\%)=2,14\%$.

In situatia proiectata, la pierderile la valoarea maxima debitata a CEF Cojani 2 sunt $\Delta P=936,96\text{kW}$. Considerand un timp maxim de utilizare a puterii maxime a CEF Cojani 2 proiectata de circa 15%, rezulta o crestere a pierderilor in situatia proiectata la $\Delta P_{pr}=0,15*936,96+0,85*311,998\text{kW} = 140,544+265,2\text{kW}=405,744\text{kW}$.

Avand in vedere sarcina maxima pe retea de 20kV analiza de $35,318\text{MW}$ (productie) rezulta $\Delta P_{pr}(\%)=1,15\% < 3,67\%$.

Prin racordarea CEF Cojani 2 la LEA 20kV pierderile in retea cresc in valori absolute dar scad in valori procentuale si se incadreaza in limita de 3,67%(conform cerintelor Ghidului pentru stabilirea solutiilor de racordare pentru noi utilizatori).

In concluzie, racordarea CEF proiectate conduce la cresterea pierderilor in retea de 20kV datorita consumului redus in situatia existenta, dar nivelul pierderilor procentuale se incadreaza in limita maxima pentru nivelul de medie tensiune stabilit de operatorul de distributie.

9. Calculul CPT in retea de 110kV analizata

Calcul CPT la incarcarea din regimul varfului de dimineata de vara VDV 2020 (15.07.2020, ora 14), cu sursele din RED 110kV la 100% din puterea aprobata, cu si fara CEF Cojani 2, $P_i=15,006\text{MW}$, utilizand softul Etap 19.0.1., pe inelul de 110kV Dolj-Gorj-Mehedinti.

In situatia existenta(fara CEF Cojani 2) au rezultat pierderi $DP=17,191\text{MW}$, corespunzator la o putere a surselor de $926,872\text{MW}$, rezultand unui CPT de $0,01855=1,855\%$ (simulare cu surse generatoare la 100%);

In situatia proiectata(cu CEF Cojani 2) au rezultat pierderi $DP=17,499\text{kW}$, corespunzator la o putere a surselor de $941,841\text{MW}$, rezultand unui CPT de $0,01858=1,858\%$ (simulare cu surse generatoare la 100%).

Cresterea procentuala a CPT datorita racordarii CEF Cojani 2 proiectat, in situatia cea mai defavorabila a RED 110kV este de $0,0003\% < 0,31\%$, si indeplineste cerintele Ghidului pentru stabilirea solutiilor de racordare pentru noii utilizatori.

10. Calculul pierderilor de energie datorita necoincidentei punctelor de delimitare cu punctele de masura – varianta 1

Pierderile de energie activa in racordurile LES+LEA 20kV, datorita necoincidentei dintre punctele de racord/delimitare si punctele de masura sunt determinate astfel:

PARC 1

$$P_{inst} = 4057,2\text{kW};$$

$$W_a = 5.331.160\text{kWh/an};$$

$$U = 20,0\text{kV};$$

$$\cos \phi = 1.0;$$

Rezulta:

$$T_{max}=1314\text{h/an};$$

$$T_{CEF}=4000\text{h/an};$$

$$T_{pierderi}=T_{CEF}(p*ku+(1-p)*ku^2)=$$

$$=T_{CEF}*(0,2*T_{max}/T_{CEF}+0,8*T_{max}/T_{CEF}^2)=4000*(0,2*0,3285+0,8*0,3285)^2=4000*(0,0657+0,0688)=538\text{h/an}.$$

Pentru cablurile de tip A2XS(F)2Y 3x1x185/25mmp, $R_0=0,164\Omega/\text{km}$, respectiv pentru conductoarele de ACSR 94-AL1/15-ST1A, $R_0=0,306\Omega/\text{km}$ rezultand:

$$R_{\text{cablu}}=0,164*0,05=0,0082\Omega;$$

$$R_{\text{LEA}}=0,306*0,03 = 0,0092\Omega;$$

$$R= R_{\text{cablu}}+ R_{\text{LEA}}=0,0082+0,0092=0,0174\Omega;$$

$$P_{\text{linie}}=1,732*RI^2=1,732*0,0174*117,125^2=413,42\text{W}.$$

$$\Delta W_a=P_{\text{linie}} \times T_{\text{pierderi}} = 413,42*538=222,42\text{kWh/an}$$

$$\text{CPTpr} [\%] = \Delta W_a/W_a [\%]=0,0042\%.$$

PARC 2

$$P_{\text{inst}} = 5474,4\text{kW};$$

$$W_a = 7.193.362\text{kWh/an};$$

$$U = 20,0\text{kV};$$

$$\text{Cos phi} = 1.0;$$

Rezulta:

$$T_{\text{max}}=1314\text{h/an};$$

$$T_{\text{CEF}}=4000\text{h/an};$$

$$T_{\text{pierderi}}=T_{\text{CEF}}(p*ku+(1-p)*ku^2)=$$

$$=T_{\text{CEF}}*(0,2*T_{\text{max}}/T_{\text{CEF}}+0,8*T_{\text{max}}/T_{\text{CEF}}^2)=4000*(0,2*0,3285+0,8*0,3285)^2=4000*(0,0657+0,0688)=538\text{h/an}.$$

Pentru cablurile de tip A2XS(F)2Y 3x1x185/25mmp, $R_0=0,164\Omega/\text{km}$, respectiv pentru conductoarele de ACSR 94-AL1/15-ST1A, $R_0=0,306\Omega/\text{km}$ rezultand:

$$R_{\text{cablu}}=0,164*0,05=0,0082\Omega;$$

$$R_{\text{LEA}}=0,306*0,03 = 0,0092\Omega;$$

$$R= R_{\text{cablu}}+ R_{\text{LEA}}=0,0082+0,0092=0,0174\Omega;$$

$$P_{\text{linie}}=1,732*RI^2=1,732*0,0174*158,037^2=752,69\text{W}.$$

$$\Delta W_a=P_{\text{linie}} \times T_{\text{pierderi}} = 752,69*538=404,95\text{kWh/an}$$

$$\text{CPTpr} [\%] = \Delta W_a/W_a [\%]=0,0056\%.$$

PARC 3

$$P_{\text{inst}} = 5474,4\text{kW};$$

$$W_a = 7.193.362\text{kWh/an};$$

$$U = 20,0\text{kV};$$

$$\text{Cos phi} = 1.0;$$

Rezulta:

$$T_{\text{max}}=1314\text{h/an};$$

$$T_{\text{CEF}}=4000\text{h/an};$$

$$T_{\text{pierderi}}=T_{\text{CEF}}(p*ku+(1-p)*ku^2)=$$

$$=T_{\text{CEF}}*(0,2*T_{\text{max}}/T_{\text{CEF}}+0,8*T_{\text{max}}/T_{\text{CEF}}^2)=4000*(0,2*0,3285+0,8*0,3285)^2=4000*(0,0657+0,0688)=538\text{h/an}.$$

Pentru cablurile de tip A2XS(F)2Y 3x1x185/25mmp, $R_0=0,164\Omega/\text{km}$, respectiv pentru conductoarele de ACSR 94-AL1/15-ST1A, $R_0=0,306\Omega/\text{km}$ rezultand:

$$R_{\text{cablu}}=0,164*0,9=0,1476\Omega;$$

$$R_{\text{LEA}}=0,306*0,02 = 0,0061\Omega;$$

$$R= R_{\text{cablu}}+ R_{\text{LEA}}=0,1476+0,0061=0,1537\Omega;$$

$$P_{\text{linie}}=1,732*RI^2=1,732*0,1537*158,037^2=6,649\text{kW}.$$

$$\Delta W_a=P_{\text{linie}} \times T_{\text{pierderi}} = 4,9417*538=3.577,16\text{kWh/an}$$

$$\text{CPTpr} [\%] = \Delta W_a/W_a [\%]=0,0497\%.$$

Proiectant,
Ing. Rizescu Gheorghe



Proiectant: S.C. ELPROCONS ELECTRIC S.R.L. TG. JIU
J18/388/2014, RO 33457298
Faza: Studiu de solutie
VARIANTA 1

CENTRALIZATOR DEVIZE PENTRU INVESTITIA

„Racordare la reseaua electrica de distributie Centrala fotovoltaica Pi=15006kW, situata in localitatea Targu Carbunesti, sat Cojani, judetul Gorj”

1. TAXA DE RACORDARE - ELEMENTE FIZICE(Tr)

	VALOARE FARA TVA	TVA	VALOARE CU TVA
TOTAL GENERAL	261660.48	49715.49	311375.97
din care C+M	126852.50	24101.98	150954.48

2. INTARIRE RETEA

	VALOARE FARA TVA	TVA	VALOARE CU TVA
TOTAL GENERAL	2827725.07	537267.76	3364992.83
din care C+M	1402440.70	266463.73	1668904.43

3. FONDURI BENEFICIAR

	VALOARE FARA TVA	TVA	VALOARE CU TVA
TOTAL GENERAL	10463077.60	1987984.74	12451062.34
din care C+M	2221276.69	422042.57	2643319.26

4. CALCUL TARIF DE RACORDARE CONFORM ORDINE ANRE 11/2014, 141/2014 si 87/2014

$T=Ti+Tr+Tu$

unde:

Ti=cota de participare la lucrarile de intarire

Tr=componenta realizarii instalatiei de racordare

Tu=componenta pt verificare dosarului instalatiei de utilizare, PIF si a verificarii si certificarii conformitatii tehnice a centralei cu cerintele normei tehnice

$Ti=Sevacuare \cdot i$

$i5=iMTA+iST110/MT$

Calcul:

$i=97000+432000=529000lei/MVA$

Sevacuare=15.006MVA

$Ti=529000lei/MVA \cdot 15,006MVA=7938174lei >>$

Prin urmare $Ti=Tintarire\ retea=2827725.07$

Lucrari intarire retea in statia 110/20kV Carbunesti

2827725.069 lei

lei

$Tu=2130+2400 \cdot 2+2 \cdot 160=7250lei$, fara TVA

LEI

TARIF	VALOARE FARA TVA(LEI)	TVA(LEI)	VALOARE CU TVA(LEI)
Ti, din care	2,827,725.07	537,267.76	3,364,992.83
C+M	1,402,440.70	266,463.73	1,668,904.43
Tr, din care	261,660.48	49,715.49	311,375.97
C+M	126,852.50	24,101.98	150,954.48
Tu	7,250.00	1377.5	8,627.50
A.T=Ti+Tr+Tu(tarif racordare)	3,096,635.55	588,360.75	3,684,996.31
din care C+M	1,529,293.20	290,565.71	1,819,858.91
B.Tfb(fonduri beneficiar)=	10,463,077.60	1,987,984.74	12,451,062.34
din care C+M	2,221,276.69	422,042.57	2,643,319.26
TOTAL(A+B)	13,559,713.15	2,576,345.50	16,136,058.65
din care C+M	3,750,569.89	712,608.28	4,463,178.17

Intocmit,
Ing. Rizescu Gheorghe



Proiectant: S.C. ELPROCONS ELECTRIC S.R.L. TG. JIU
J18/388/2014, RO 33457298
Faza: Studiu de solutie
Sursa de finantare: tarif(taxa) de racordare
Varianta 1

DEVIZ GENERAL*)

al obiectului de investitii

„,,Racordare la rețeaua electrica de distributie a centralei fotovoltaice cu $P_i=15006kW$, localitatea Targu Carbonești, sat Cojani, județul Gorj”

pag. 1/2

Nr. crt.	Denumirea capitolelor si subcapitolelor de cheltuieli	Valoare**) (fara TVA)	TVA	Valoare cu TVA
		lei	lei	lei
1	2	3	4	5
CAPITOLUL 1				
Cheltuieli pentru obtinerea si amenajarea terenului				
1.1	Obținerea terenului	0.00	0.00	0.00
1.2	Amenajarea terenului	0.00	0.00	0.00
1.3	Amenajari pentru protectia mediului si și aducerea terenului la starea inițială	3000.00	570.00	3570.00
1.4	Cheltuieli pentru relocarea/protecția utilităților	0.00	0.00	0.00
TOTAL CAPITOL 1		3000.00	570.00	3570.00
CAPITOLUL 2				
Cheltuieli pentru asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții				
TOTAL CAPITOLUL 2		0.00	0.00	0.00
CAPITOLUL 3				
Cheltuieli pentru proiectare și asistență tehnică				
3.1	Studii	0.00	0.00	0.00
	3.1.1. Studii de teren	0.00	0.00	0.00
	3.1.2. Raport privind impactul asupra mediului	0.00	0.00	0.00
	3.1.3. Alte studii specifice	0.00	0.00	0.00
3.2	Documentații-suport și cheltuieli pentru obținerea de avize, acorduri și autorizații	0.00	0.00	0.00
3.3	Expertizare tehnica	0.00	0.00	0.00
3.4	Certificarea performanței energetice și auditul energetic al clădirilor	0.00	0.00	0.00
3.5	Proiectare	25077.81	4764.78	29842.59
	3.5.1. Tema de proiectare	0.00	0.00	0.00
	3.5.2. Studiu de prefezabilitate	0.00	0.00	0.00
	3.5.3. Studiu de fezabilitate/documentație de avizare a lucrărilor de intervenții și deviz general	0.00	0.00	0.00
	3.5.4. Documentațiile tehnice necesare în vederea obținerii avizelor/acordurilor/autorizațiilor	0.00	0.00	0.00
	3.5.5. Verificarea tehnică de calitate a proiectului tehnic și a detaliilor de execuție	0.00	0.00	0.00
	3.5.6. Proiect tehnic și detalii de execuție	25077.81	4764.78	29842.59
3.6	Organizarea procedurilor de achiziție	0.00	0.00	0.00
3.7	Consultanta	0.00	0.00	0.00
	3.7.1. Managementul de proiect pentru obiectivul de investiții	0.00	0.00	0.00
	3.7.2. Auditul financiar	0.00	0.00	0.00
3.8	Asistenta tehnica	4839.49	919.50	5759.00
	3.8.1. Asistență tehnică din partea proiectantului	0.00	0.00	0.00
	3.8.1.1. pe perioada de execuție a lucrărilor	0.00	0.00	0.00
	3.8.1.2. pentru participarea proiectantului la fazele incluse în programul de control al lucrărilor de execuție, avizat de către Inspectoratul de Stat în Construcții	0.00	0.00	0.00
	3.8.2. Dirigenție de șantier	4839.49	919.50	5759.00
TOTAL CAPITOLUL 3		29917.30	5684.29	35601.58
CAPITOLUL 4				
Cheltuieli pentru investitii de baza				
4.1	Constructii si instalatii	101926.25	19365.99	121292.24
	OB.1. Lucrari in LEA 20kV	96926.25	18415.99	115342.24
	OB.2. Activitati conexe	5000.00	950.00	5950.00

Nr. crt.	Denumirea capitolelor si subcapitolelor de cheltuieli	Valoare (fara TVA)	TVA	Valoare cu TVA
		lei	lei	lei
1	2	3	4	5
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	21926.25	4165.99	26092.24
	OB.1. Lucrari in LEA 20kV	21926.25	4165.99	26092.24
		0.00	0.00	0.00
		0.00	0.00	0.00
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	53725.55	10207.85	63933.40
	OB.1. Lucrari in LEA 20kV	53725.55	10207.85	63933.40
		0.00	0.00	0.00
		0.00	0.00	0.00
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	0.00	0.00	0.00
4.5	Dotari	0.00	0.00	0.00
4.6	Active necorporale	0.00	0.00	0.00
TOTAL CAPITOL 4		177578.05	33739.83	211317.88
CAPITOL 5				
Alte cheltuieli				
5.1	Organizare de santier	0.00	0.00	0.00
	5.1.1. Lucrări de construcții și instalații aferente organizării de șantier	0.00	0.00	0.00
	5.1.2. Cheltuieli conexe organizării șantierului	0.00	0.00	0.00
5.2	Comisioane, cote, taxe, costul creditului	8191.60	1556.40	9748.00
	5.2.1. Comisioanele și dobânzile aferente creditului băncii finanțatoare	0.00	0.00	0.00
	5.2.2. Cota aferentă ISC pentru controlul calității lucrărilor de construcții (0,5 % din 4.1+5.1.1.)	509.63	96.83	606.46
	5.2.3. Cota aferentă ISC pentru controlul statului în amenajarea teritoriului, urbanism și pentru autorizarea lucrărilor de construcții (0,1 % din 4.1+5.1.1.)	101.93	19.37	121.29
	5.2.4. Cota aferentă Casei Sociale a Constructorilor - CSC (0.5% din C+M)	634.26	120.51	754.77
	5.2.5. Taxe pentru acorduri, avize conforme și autorizația de construire/desființare	6945.78	1319.70	8265.48
5.3	Cheltuieli diverse si neprevazute	21049.53	3999.41	25048.95
5.4	Cheltuieli pentru informare și publicitate	0.00	0.00	0.00
TOTAL CAPITOL 5		29241.14	5555.82	34796.95
CAPITOL 6				
Cheltuieli pentru probe tehnologice si teste				
6.1	Pregătirea personalului de exploatare	7308.00	1388.52	8696.52
6.2	Probe tehnologice și teste	14616.00	2777.04	17393.04
TOTAL CAPITOL 6		21924.00	4165.56	26089.56
TOTAL GENERAL		261660.48	49715.49	311375.97
din care: C + M (1.2 + 1.3 + 1.4 + 2 + 4.1 + 4.2 + 5.1.1)		126852.50	24101.98	150954.48

Data: 26.02.2021

Intocmit,
Ing. Gheorghe Rizescu

Beneficiar/investitor,
DISTRIBUTIE ENERGIE OLTENIA S.A./S.C. SERG COMPANY S.R.L.

*) Devizul general este parte componentă a studiului de fezabilitate/documentației de avizare a lucrărilor de intervenții

**) În prețuri la data de 25.02.2021; 1 euro = 4,8725lei

***) Devizul General nu include costurile pentru obtinerea terenurilor, in regim permanent sau temporar, care cad in sarcina investitorului

S.C. ELPROCONS ELECTRIC SRL

J18/388/2014, RO 33457298

Nr. 03/26.02.2021

VARIANTA 1

Sursa de finantare: tarif de racordare

DEVIZUL

obiectului 1 - Lucrari in LEA 20kV

Nr. crt.	Denumirea capitolelor si subcapitolelor de cheltuieli	Valoarea fara TVA	TVA	Valoare cu TVA
		lei	lei	lei
0	1	2	3	4
Cap. 4. - Cheltuieli pentru investitii de baza				
4.1.	Construcții și instalații			
4.1.1.	Terasamente, sistematizare pe verticală și amenajări exterioare	0.00	0.00	0.00
4.1.2.	Rezistență	0.00	0.00	0.00
4.1.3.	Arhitectură	0.00	0.00	0.00
4.1.4.	Instalații	96,926.25	18,415.99	115,342.24
	Dev.1 Montarea stal special in ax	75,000.00	14,250.00	89,250.00
	Dev.2. Parametrizare protectii in celule 20kV	21,926.25	4,165.99	26,092.24
TOTAL I - subcap. 4.1		96,926.25	18,415.99	115,342.24
4.2.	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	21926.25	4165.99	26092.24
	Dev.3 Montaj celula de masura aeriana 20kV	21926.25	4165.99	26092.24
TOTAL II - subcap. 4.2		21926.25	4165.99	26092.24
4.3.	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	53725.55	456.00	2856.00
	a) Celula masura aeriana 20kV formata din 3 TC 2x100/5A, 3 TT 20/0,1kV, cutie contor, cutie contor martor, descarcatori 20kV, componente auxiliare	52525.55	228.00	1428.00
	b) Grup de 3 descarcatori 20kV	1200.00	228.00	1428.00
4.4.	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	0.00	0.00	0.00
4.5	Dotari	0.00	0.00	0.00
4.6	Active necorporale	0.00	0.00	0.00
TOTAL III - subcap. 4.3 +4.4.+4.5+4.6		53725.55	456.00	2856.00
Total deviz pe obiect (TOTAL I + TOTAL II + TOTAL III)		172578.05	23037.98	144290.48

Intocmit,

Ing. Gheorghe Rizescu



S.C. ELPROCONS ELECTRIC SRL

J18/388/2014, RO 33457298

Nr. 03/26.02.2021

VARIANTA 1

Sursa de finantare: tarif de racordare

DEVIZUL
obiectului 2 - Activitati conexe

Nr. crt.	Denumirea capitolelor si subcapitolelor de cheltuieli	Valoarea fara TVA	TVA	Valoare cu TVA
		lei	lei	lei
0	1	2	3	4
Cap. 4. - Cheltuieli pentru investitii de baza				
4.1.	Construcții și instalații			
4.1.1.	Terasamente, sistematizare pe verticală și amenajări exterioare	0.00	0.00	0.00
4.1.2.	Rezistență	0.00	0.00	0.00
4.1.3.	Arhitectură	0.00	0.00	0.00
4.1.4.	Instalații	5,000.00	950.00	5,950.00
	Dev. 1. Activitati conexe(topo, GIS, foto, termoviziune)	5,000.00	950.00	5,950.00
TOTAL I - subcap. 4.1		5,000.00	950.00	5,950.00
4.2.	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	0.00	0.00	0.00
TOTAL II - subcap. 4.2		0.00	0.00	0.00
4.3.	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	0.00	0.00	0.00
4.4.	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	0.00	0.00	0.00
4.5.	Dotari	0.00	0.00	0.00
4.6.	Active necorporale	0.00	0.00	0.00
TOTAL III - subcap. 4.3 +4.4.+4.5+4.6		0.00	0.00	0.00
Total deviz pe obiect (TOTAL I + TOTAL II + TOTAL III)		5000.00	950.00	5950.00

Intocmit,
Ing. Gheorghe Rizescu



S.C. ELPROCONS ELECTRIC SRL
Sursa de finantare: tarif de racordare

Varianta 1
Faza: SS

EVALUARE LUCRARI PENTRU INVESTITIA

„Racordare la rețeaua electrică de distribuție a centralei fotovoltaice cu $P_i=15006kW$, localitatea Targu Carbonești, sat Cojani, județul Gorj”

Nr. crt.	Specificatie	UM	Cant.	PU	Valoare
I	Amenajarea mediului	x	x	x	3,000.00
	Dev.1 Amenajarea mediului	buc	1.000	3,000.00	3,000.00
II	OB.1. Lucrari in LEA 20kV	x	x	x	118,852.50
	Dev.1 Montarea stal special in ax	buc	3.000	25,000.00	75,000.00
	Dev.2. Parametrizare protectii in celule 20kV	buc	3.000	7,308.75	21,926.25
	Dev.3 Montaj celula de masura aeriana 20kV	buc	1.000	21,926.25	21,926.25
III	OB.2. Activitati conexe	x	x	x	5,000.00
	Dev. 1. Activitati conexe(topo, GIS, foto, termoviziune)	buc	1.000	5,000.00	5,000.00
TOTAL		x	x	x	126,852.50

Proiectant,

Ing. Gheorghe Rizescu



LISTA

cu cantitățile de utilaje și echipamente tehnologice, inclusiv dotări și active necorporale

Nr. Crt.	Denumirea	U.M.	Cantitate	Pret Unitar lei/U.M.	Valoarea (exclusiv TVA) lei col.3 x col.4	Fisa tehnica atasata
0	1	2	3	4	5	6
1	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj a) Celula masura aeriana 20kV formata din 3 TC 2x100/5A, 3 TT 20/0,1kV, cutie contor, cutie contor marlor, descarcati 20kV, componente auxiliare b) Grup de 3 descarcati 20kV	buc	1	52.525.55	52525.55	
2	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	buc	1	1,200.00	1200.00	
3	Dotari					
4	Active necorporale					
	TOTAL				53725.55	

Proiectant,
 ing. Rizescu Gheorghe
 

Proiectant: S.C. ELPROCONS ELECTRIC S.R.L. TG. JIU
 J18/388/2014, RO 33457298
 Faza: Studiu de solutie
 Sursa de finantare: intarire retea
 Varianta 1

DEVIZ GENERAL*)

al obiectului de investitii

„Racordare la rețeaua electrica de distributie a centralei fotovoltaice cu $P_i=15006kW$, localitatea Targu Carbonești, sat Cojani, judetul Gorj”

pag. 1/2

Nr. crt.	Denumirea capitolelor si subcapitolelor de cheltuieli	Valoare**) (fara TVA)	TVA	Valoare cu TVA
		lei	lei	lei
1	2	3	4	5
CAPITOLUL 1				
Cheltuieli pentru obtinerea si amenajarea terenului				
1.1	Obtinerea terenului	0.00	0.00	0.00
1.2	Amenajarea terenului	0.00	0.00	0.00
1.3	Amenajari pentru protectia mediului si și aducerea terenului la starea inițială	12500.00	2375.00	14875.00
1.4	Cheltuieli pentru relocarea/protecția utilităților	0.00	0.00	0.00
TOTAL CAPITOL 1		12500.00	2375.00	14875.00
CAPITOLUL 2				
Cheltuieli pentru asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții				
TOTAL CAPITOLUL 2		0.00	0.00	0.00
CAPITOLUL 3				
Cheltuieli pentru proiectare și asistență tehnică				
3.1	Studii	0.00	0.00	0.00
	3.1.1. Studii de teren	0.00	0.00	0.00
	3.1.2. Raport privind impactul asupra mediului	0.00	0.00	0.00
	3.1.3. Alte studii specifice	0.00	0.00	0.00
3.2	Documentații-suport și cheltuieli pentru obținerea de avize, acorduri și autorizații	0.00	0.00	0.00
3.3	Expertizare tehnica	0.00	0.00	0.00
3.4	Certificarea performanței energetice și auditul energetic al clădirilor	0.00	0.00	0.00
3.5	Proiectare	177864.62	33794.28	211658.90
	3.5.1. Tema de proiectare	0.00	0.00	0.00
	3.5.2. Studiu de fezabilitate	0.00	0.00	0.00
	3.5.3. Studiu de fezabilitate/documentație de avizare a lucrărilor de intervenții și deviz general	0.00	0.00	0.00
	3.5.4. Documentațiile tehnice necesare în vederea obținerii avizelor/acordurilor/autorizațiilor	0.00	0.00	0.00
	3.5.5. Verificarea tehnică de calitate a proiectului tehnic și a detaliilor de execuție	0.00	0.00	0.00
	3.5.6. Proiect tehnic și detalii de execuție	177864.62	33794.28	211658.90
3.6	Organizarea procedurilor de achiziție	0.00	0.00	0.00
3.7	Consultanta	0.00	0.00	0.00
	3.7.1. Managementul de proiect pentru obiectivul de investiții	0.00	0.00	0.00
	3.7.2. Auditul financiar	0.00	0.00	0.00
3.8	Asistenta tehnica	60537.49	11502.12	72039.62
	3.8.1. Asistență tehnică din partea proiectantului	0.00	0.00	0.00
	3.8.1.1. pe perioada de execuție a lucrărilor	0.00	0.00	0.00
	3.8.1.2. pentru participarea proiectantului la fazele incluse în programul de control al lucrărilor de execuție, avizat de către Inspectoratul de Stat în Construcții	0.00	0.00	0.00
	3.8.2. Dirigenție de șantier	60537.49	11502.12	72039.62
TOTAL CAPITOLUL 3		238402.12	45296.40	283698.52
CAPITOLUL 4				
Cheltuieli pentru investitii de baza				
4.1	Constructii si instalatii	1163600.00	221084.00	1384684.00
	OB.1. Lucrari de schimbare(rotire) trafo 110/20kV in statia Carbonești	1147600.00	218044.00	1365644.00
	OB.2. Activitati conexe	16000.00	3040.00	19040.00
		0.00	0.00	0.00

Nr. crt.	Denumirea capitolelor si subcapitolelor de cheltuieli	Valoare (fara TVA)	TVA	Valoare cu TVA
		lei	lei	lei
1	2	3	4	5
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	226340.70	43004.73	269345.43
	OB.1. Lucrari de schimbare(rotire) trafo 110/20kV in statia Carbunesti	226340.70	43004.73	269345.43
		0.00	0.00	0.00
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	856420.96	162719.98	1019140.94
	OB.1. Lucrari de schimbare(rotire) trafo 110/20kV in statia Carbunesti	856420.96	162719.98	1019140.94
		0.00	0.00	0.00
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	0.00	0.00	0.00
4.5	Dotari	0.00	0.00	0.00
4.6	Active necorporale	0.00	0.00	0.00
TOTAL CAPITOL 4		2246361.66	426808.71	2673170.37
CAPITOL 5				
Alte cheltuieli				
5.1	Organizare de santier	0.00	0.00	0.00
	5.1.1. Lucrări de construcții și instalații aferente organizării de șantier	0.00	0.00	0.00
	5.1.2. Cheltuieli conexe organizării șantierului	0.00	0.00	0.00
5.2	Comisioane, cote, taxe, costul creditului	46627.42	8859.21	55486.63
	5.2.1. Comisioanele și dobânzile aferente creditului băncii finanțatoare	0.00	0.00	0.00
	5.2.2. Cota aferentă ISC pentru controlul calității lucrărilor de construcții (0,5 % din 4.1+5.1.1.)	5818.00	1105.42	6923.42
	5.2.3. Cota aferentă ISC pentru controlul statului în amenajarea teritoriului, urbanism și pentru autorizarea lucrărilor de construcții (0,1 % din 4.1+5.1.1.)	1163.60	221.08	1384.68
	5.2.4. Cota aferentă Casei Sociale a Constructorilor - CSC (0.5% din C+M)	7012.20	1332.32	8344.52
	5.2.5. Taxe pentru acorduri, avize conforme și autorizația de construire/desființare	32633.62	6200.39	38834.00
5.3	Cheltuieli diverse si neprevazute	249726.38	47448.01	297174.39
5.4	Cheltuieli pentru informare și publicitate	0.00	0.00	0.00
TOTAL CAPITOL 5		296353.80	56307.22	352661.02
CAPITOL 6				
Cheltuieli pentru probe tehnologice si teste				
6.1	Pregătirea personalului de exploatare	9745.00	1851.55	11596.55
6.2	Probe tehnologice și teste	24362.50	4628.88	28991.38
TOTAL CAPITOL 6		34107.50	6480.43	40587.93
TOTAL GENERAL		2827725.07	537267.76	3364992.83
din care: C + M (1.2 + 1.3 +1.4 + 2 + 4.1 + 4.2 + 5.1.1)		1402440.70	266463.73	1668904.43

Data: 26.02.2021

Intocmit,

Ing. Gheorghe Rizescu



Beneficiar/investitor,

DISTRIBUTIE ENERGIE OLTENIA S.A./S.C. SERG COMPANY S.R.L.

*) Devizul general este parte componentă a studiului de fezabilitate/documentației de avizare a lucrărilor de intervenții

**) În prețuri la data de 25.02.2021; 1 euro = 4,8725lei

***) Devizul General nu include costurile pentru obtinerea terenurilor, in regim permanent sau temporar, care cad in sarcina investitorului

S.C. ELPROCONS ELECTRIC SRL
J18/388/2014, RO 33457298
Nr. 03/26.02.2021
VARIANTA 1
Sursa de finantare: intarire retea

DEVIZUL

obiectului 1 - Lucrari de schimbare(rotire) trafo 110/20kV in statia Carbunesti

Nr. crt.	Denumirea capitolelor si subcapitolelor de cheltuieli	Valoarea fara TVA	TVA	Valoare cu TVA
		lei	lei	lei
0	1	2	3	4
Cap. 4. - Cheltuieli pentru investitii de baza				
4.1.	Construcții și instalații			
4.1.1.	Terasamente, sistematizare pe verticală și amenajări exterioare	0.00	0.00	0.00
4.1.2.	Rezistență	0.00	0.00	0.00
4.1.3.	Arhitectură	0.00	0.00	0.00
4.1.4.	Instalații	1,147,600.00	218,044.00	1,365,644.00
	Dev.1 . Amenajare groapa retentie si turnare grinzi cale rulare aferente T1, T2	408,000.00	77,520.00	485,520.00
	Dev.2 . Dublare pod bare trafo T1 si T2	82,500.00	15,675.00	98,175.00
	Dev.4 .Rotire trafo 25MV cu 40MVA	525,250.00	99,797.50	625,047.50
	Dev.5 . Dublare bara 20kV distribuitor celule 20kV	74,250.00	14,107.50	88,357.50
	Dev.9 .Reglaj protectii trafo 110/20kV in statiile Tg Carbunesti, Jilt si Timiseni	57,600.00	10,944.00	68,544.00
TOTAL I - subcap. 4.1		1,147,600.00	218,044.00	1,365,644.00
4.2.	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	226340.70	43004.73	269345.43
	Dev.3 .Inlocuire TNSI+BS 200A	140000.00	26600.00	166600.00
	Dev.6 .Echipare SCADA trafo T3 Jilt in statia Tg. Carbunesti(sonda temp. indicator nivel ulei, cofret, ventilatoare, inlocuire dispozitiv de actionare)	38980.00	7406.20	46386.20
	Deviz.7. Inlocuire reductori de curent celula cupla 20kV cu TC 2x600/5/5A si celule trafo T1+T2 cu TC 1250/5/5A	25434.45	4832.55	30267.00
	Deviz.8. Inlocuire reductori de curent 110kV trafo 1 cu CESU-110kV 2x150/5/5A din stocul de rezerva al OD	21926.25	4165.99	26092.24
TOTAL II - subcap. 4.2		226340.70	26600.00	166600.00
4.3.	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	856420.96	162719.98	1019140.94
	a) Bobina de stingere In=200A	330000.00	62700.00	392700.00
	b) Dulap reglaj bobina stingere	155000.00	29450.00	184450.00
	c) TNSI 2100kVA	205000.00	38950.00	243950.00
	d) Echipamente ventilatie trafo si integrare in SCADA	36650.00	6963.50	43613.50
	e) Mecanism de actionare trafo, accesorii trafo si integrare in SCADA	72675.00	13808.25	86483.25
	f) Transformatori de curent tip CIRS 20kV, 2x600/5/5A, clasa 0,5	12585.67	2391.28	14976.94
	g) Transformatori de curent tip CIRS 20kV, 2x1250/5/5A, clasa 0,5	44510.29	8456.95	52967.24
4.4.	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	0.00	0.00	0.00
4.5	Dotari	0.00	0.00	0.00
4.6	Active necorporale	0.00	0.00	0.00
TOTAL III - subcap. 4.3 +4.4.+4.5+4.6		856420.96	162719.98	1019140.94
Total deviz pe obiect (TOTAL I + TOTAL II + TOTAL III)		2230361.66	407363.98	2551384.94

Intocmit,

Ing. Gheorghe Rizescu



S.C. ELPROCONS ELECTRIC SRL

J18/388/2014, RO 33457298

Nr. 03/26.02.2021

VARIANTA 1

Sursa de finantare: intarire retea

DEVIZUL

obiectului 2 - Activități conexe

Nr. crt.	Denumirea capitolelor si subcapitolelor de cheltuieli	Valoarea fara TVA	TVA	Valoare cu TVA
		lei	lei	lei
0	1	2	3	4
Cap. 4. - Cheltuieli pentru investitii de baza				
4.1.	Construcții și instalații			
4.1.1.	Terasamente, sistematizare pe verticală și amenajări exterioare	0.00	0.00	0.00
4.1.2.	Rezistență	0.00	0.00	0.00
4.1.3.	Arhitectură	0.00	0.00	0.00
4.1.4.	Instalații	16,000.00	3,040.00	19,040.00
	Dev. 1. Activitati conexe(topo, GIS, foto, termografie, intreruperi)	16,000.00	3,040.00	19,040.00
TOTAL I - subcap. 4.1		16,000.00	3,040.00	19,040.00
4.2.	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	0.00	0.00	0.00
TOTAL II - subcap. 4.2		0.00	0.00	0.00
4.3.	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	0.00	0.00	0.00
4.4.	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	0.00	0.00	0.00
4.5.	Dotari	0.00	0.00	0.00
4.6.	Active necorporale	0.00	0.00	0.00
TOTAL III - subcap. 4.3 +4.4.+4.5+4.6		0.00	0.00	0.00
Total deviz pe obiect (TOTAL I + TOTAL II + TOTAL III)		16000.00	3040.00	19040.00

Intocmit,

Ing. Gheorghe Rizescu



EVALUARE LUCRARI PENTRU INVESTITIA

„Racordare la reseaua electrica de distributie a centralei fotovoltaice cu $P_i=15006kW$, localitatea Targu Carbunesti, sat Cojani, judetul Gorj”

Nr. crt.	Specificatie	UM	Cant.	PU	Valoare
I	Amenajarea mediului	x	x	x	12,500.00
	Dev.1 Amenajarea mediului	buc	1.000	12,500.00	12,500.00
II	OB.1. Lucrari de schimbare(rotire) trafo 110/20kV in statia Carbunesti	x	x	x	1,373,940.70
	Dev.1 . Amenajare groapa retentie si turnare grinzi cale rulare aferente T1, T2	buc.	4.000	102,000.00	408,000.00
	Dev.2 . Dublare pod bare trafo T1 si T2	buc.	2.000	41,250.00	82,500.00
	Dev.3 .Inlocuire TNSI+BS 200A	buc.	1.000	140,000.00	140,000.00
	Dev.4 .Rotire trafo 25MV cu 40MVA	buc.	2.000	262,625.00	525,250.00
	Dev.5 . Dublare bara 20kV distribuitor celule 20kV	buc	1.000	74,250.00	74,250.00
	Dev.6 .Echipare SCADA trafo T3 Jilt in statia Tg. Carbunesti(sonda temp. indicator nivel ulei, cofret, ventilatoare, inlocuire dispozitiv de actionare)	buc.	1.000	38,980.00	38,980.00
	Deviz.7. Inlocuire reductori de curent celula cupla 20kV cu TC 2x600/5/5A si celule trafo T1+T2 cu TC 1250/5/5A	buc	9.000	2,826.05	25,434.45
	Deviz.8. Inlocuire reductori de curent 110kV trafo 1 cu CESU-110kV 2x150/5/5A din stocul de rezerva al OD	buc	3.000	7,308.75	21,926.25
	Dev.9 .Reglaj protectii trafo 110/20kV in statiile Tg Carbunesti, Jilt si Timiseni	buc	8.000	7,200.00	57,600.00
III	OB.2. Activitati conexe	x	x	x	16,000.00
	Dev. 1. Activitati conexe(topo, GIS, foto, termografie, intreruperi)	buc	1.000	16,000.00	16,000.00
TOTAL		x	x	x	1,402,440.70

Proiectant,

Ing. Gheorghe Rizescu



FORMULARUL F4

Obiectiv: OB.1. Lucrari de schimbare(rotire) trafo 110/20kV in statia Carbunesti

Sursa de finantare: intarire retea

Proiectant,
S.C. ELPROCONS ELECTRIC SRL
J18/388/2014, RO 33457298
Varianta 1

LISTA

cu cantitățile de utilaje și echipamente tehnologice, inclusiv dotări și active necorporale

Nr. Crt.	Denumirea	U.M.	Cantitate	Pret Unitar lei/U.M.	Valoarea (exclusiv TVA) lei col.3 x col.4	Fisa tehnica atasata
0	1	2	3	4	5	6
1	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj					
	a) Bobina de stingere In=200A	buc	1	330,000.00	330000.00	
	b) Dulap reglaj bobina stingere	buc	1	155,000.00	155000.00	
	c) TNSI 2100kVA	buc	1	205,000.00	205000.00	
	d) Echipamente ventilatie trafo si integrare in SCADA	buc	1	36,650.00	36650.00	
	e) Mecanism de actionare trafo, accesorii trafo si integrare in SCADA	buc	1	72,675.00	72675.00	
	f) Transformatori de curent tip CIRS 20kV, 2x600/5/5A, clasa 0,5	buc	3	4,195.22	12585.67	
	g) Transformatori de curent tip CIRS 20kV, 2x1250/5/5A, clasa 0,5	buc	6	7,418.38	44510.29	
2	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport					
3	Dotari					
4	Active necorporale					
	TOTAL				856420.96	

Proiectant,
ing. Rizescu Gheorghe

Proiectant: S.C. ELPROCONS ELECTRIC S.R.L. TG. JIU
J18/388/2014, RO 33457298
Faza: Studiu de solutie
Sursa de finantare: fonduri beneficiar(fonduri proprii)
Varianta 1

DEVIZ GENERAL*)

al obiectului de investitii

„Racordare la rețeaua electrica de distributie a centralei fotovoltaice cu $P_i=15006kW$, localitatea Targu Carbunesti, sat Cojani, judetul Gorj”

pag. 1/2

Nr. crt.	Denumirea capitolelor si subcapitolelor de cheltuieli	Valoare**) (fara TVA)	TVA	Valoare cu TVA
		lei	lei	lei
1	2	3	4	5
CAPITOLUL 1				
Cheltuieli pentru obtinerea si amenajarea terenului				
1.1	Obtinerea terenului	0.00	0.00	0.00
1.2	Amenajarea terenului	0.00	0.00	0.00
1.3	Amenajari pentru protectia mediului si si aducerea terenului la starea initiala	22500.00	4275.00	26775.00
1.4	Cheltuieli pentru relocarea/protectia utilitatilor	0.00	0.00	0.00
TOTAL CAPITOLUL 1		22500.00	4275.00	26775.00
CAPITOLUL 2				
Cheltuieli pentru asigurarea utilitatilor necesare obiectivului de investitii				
TOTAL CAPITOLUL 2		0.00	0.00	0.00
CAPITOLUL 3				
Cheltuieli pentru proiectare si asistenta tehnica				
3.1	Studii	0.00	0.00	0.00
	3.1.1. Studii de teren	0.00	0.00	0.00
	3.1.2. Raport privind impactul asupra mediului	0.00	0.00	0.00
	3.1.3. Alte studii specifice	0.00	0.00	0.00
3.2	Documentatii-suport si cheltuieli pentru obtinerea de avize, acorduri si autorizatii	0.00	0.00	0.00
3.3	Expertizare tehnica	0.00	0.00	0.00
3.4	Certificarea performantei energetice si auditul energetic al cladirilor	0.00	0.00	0.00
3.5	Proiectare	246625.13	46858.77	293483.90
	3.5.1. Tema de proiectare	0.00	0.00	0.00
	3.5.2. Studiu de fezabilitate	0.00	0.00	0.00
	3.5.3. Studiu de fezabilitate/documentatie de avizare a lucrarilor de interventii si deviz general	0.00	0.00	0.00
	3.5.4. Documentatiile tehnice necesare in vederea obtinerii avizelor/acordurilor/autorizatiilor	0.00	0.00	0.00
	3.5.5. Verificarea tehnica de calitate a proiectului tehnic si a detaliilor de executie	0.00	0.00	0.00
	3.5.6. Proiect tehnic si detalii de executie	246625.13	46858.77	293483.90
3.6.	Organizarea procedurilor de achizitie	0.00	0.00	0.00
3.7.	Consultanta	0.00	0.00	0.00
	3.7.1. Managementul de proiect pentru obiectivul de investitii	0.00	0.00	0.00
	3.7.2. Auditul financiar	0.00	0.00	0.00
3.8	Asistenta tehnica	253133.85	48095.43	301229.29
	3.8.1. Asistenta tehnica din partea proiectantului	23388.00	4443.72	27831.72
	3.8.1.1. pe perioada de executie a lucrarilor	0.00	0.00	0.00
	3.8.1.2. pentru participarea proiectantului la fazele incluse in programul de control al lucrarilor de executie, avizat de catre Inspectoratul de Stat in Constructii	23388.00	4443.72	27831.72
	3.8.2. Dirigentie de santier	229745.85	43651.71	273397.57
TOTAL CAPITOLUL 3		499758.98	94954.21	594713.19
CAPITOLUL 4				
Cheltuieli pentru investitii de baza				
4.1	Constructii si instalatii	1876776.69	356587.57	2233364.26
	OB.1. Racord LEA 20kV	87558.05	16636.03	104194.08
	OB.4. LES 20kV interior CEF	1710786.00	325049.34	2035835.34
	OB.5. Activitati conexe	78432.64	14902.20	93334.84

Nr. crt.	Denumirea capitolelor si subcapitolelor de cheltuieli	Valoare (fara TVA)	TVA	Valoare cu TVA
		lei	lei	lei
1	2	3	4	5
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	322000.00	61180.00	383180.00
	OB.1. Racord LEA 20kV	13500.00	2565.00	16065.00
	OB.2. Montare PC 20kV proiectate	49500.00	9405.00	58905.00
	OB.3. Montare PTAB 20/0,4kV proiectate	259000.00	49210.00	308210.00
		0.00	0.00	0.00
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	6351329.77	1206752.66	7558082.43
	OB.1. Racord LEA 20kV	26146.76	4967.88	31114.65
	OB.2. Montare PC 20kV proiectate	1276212.27	242480.33	1518692.60
	OB.3. Montare PTAB 20/0,4kV proiectate	5048970.74	959304.44	6008275.18
		0.00	0.00	0.00
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	0.00	0.00	0.00
4.5	Dotari	0.00	0.00	0.00
4.6	Active necorporale	0.00	0.00	0.00
TOTAL CAPITOL 4		8550106.46	1624520.23	10174626.69
CAPITOL 5				
Alte cheltuieli				
5.1	Organizare de santier	0.00	0.00	0.00
	5.1.1. Lucrări de construcții și instalații aferente organizării de șantier	0.00	0.00	0.00
	5.1.2. Cheltuieli conexe organizării șantierului	0.00	0.00	0.00
5.2	Comisioane, cote, taxe, costul creditului	118038.11	22427.24	140465.35
	5.2.1. Comisioanele și dobânzile aferente creditului băncii finanțatoare	0.00	0.00	0.00
	5.2.2. Cota aferentă ISC pentru controlul calității lucrărilor de construcții (0,5 % din 4.1+5.1.1.)	9383.88	1782.94	11166.82
	5.2.3. Cota aferentă ISC pentru controlul statului în amenajarea teritoriului, urbanism și pentru autorizarea lucrărilor de construcții (0,1 % din 4.1+5.1.1.)	1876.78	356.59	2233.36
	5.2.4. Cota aferentă Casei Sociale a Constructorilor - CSC (0.5% din C+M)	11106.38	2110.21	13216.60
	5.2.5. Taxe pentru acorduri, avize conforme și autorizația de construire/desființare	95671.06	18177.50	113848.57
5.3	Cheltuieli diverse si neprevazute	907236.54	172374.94	1079611.49
5.4	Cheltuieli pentru informare și publicitate	24362.50	4628.88	28991.38
TOTAL CAPITOL 5		1049637.15	199431.06	1249068.21
CAPITOL 6				
Cheltuieli pentru probe tehnologice si teste				
6.1	Pregătirea personalului de exploatare	146175.00	27773.25	173948.25
6.2	Probe tehnologice și teste	194900.00	37031.00	231931.00
TOTAL CAPITOL 6		341075.00	64804.25	405879.25
TOTAL GENERAL		10463077.60	1987984.74	12451062.34
din care: C + M (1.2 + 1.3 + 1.4 + 2 + 4.1 + 4.2 + 5.1.1)		2221276.69	422042.57	2643319.26

Data: 26.02.2021

Intocmit,
Ing. Gheorghe RizescuBeneficiar/investitor,
S.C. SERG COMPANY S.R.L.

*) Devizul general este parte componentă a studiului de fezabilitate/documentației de avizare a lucrărilor de intervenții

**) În prețuri la data de 25.02.2021; 1 euro = 4,8725lei

***) Devizul General nu include costurile pentru obtinerea terenurilor, in regim permanent sau temporar, care cad in sarcina investitorului

S.C. ELPROCONS ELECTRIC SRL

J18/388/2014, RO 33457298

Nr. 03/26.02.2021

VARIANTA 1

Sursa de finantare: fonduri proprii(beneficiar)

DEVIZUL
obiectului 1 - RACORD LEA 20kV

Nr. crt.	Denumirea capitolelor si subcapitolelor de cheltuieli	Valoarea fara TVA	TVA	Valoare cu TVA
		lei	lei	lei
0	1	2	3	4
Cap. 4. - Cheltuieli pentru investitii de baza				
4.1.	Construcții și instalații			
4.1.1.	Terasamente, sistematizare pe verticală și amenajări exterioare	0.00	0.00	0.00
4.1.2.	Rezistență	0.00	0.00	0.00
4.1.3.	Arhitectură	0.00	0.00	0.00
4.1.4.	Instalații	87,558.05	16,636.03	104,194.08
	Dev.1 Montare stalp special de racord	72,000.00	13,680.00	85,680.00
	Dev.2 Racord LEA 20kV	15,558.05	2,956.03	18,514.08
TOTAL I - subcap. 4.1		87,558.05	16,636.03	104,194.08
4.2.	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	13500.00	2565.00	16065.00
	Dev.3 Montare echipamente LEA20kV	9000.00	1710.00	10710.00
	Dev.4 Montare echipamente LES 20kV	4500.00	855.00	5355.00
TOTAL II - subcap. 4.2		13500.00	2565.00	16065.00
4.3.	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	26146.76	4967.88	31114.65
	a) Separator orizontal cu 3 iz./pol tip STEPNO, montaj SC15014	22546.76	4,283.88	26,830.65
	b) Grup de 3 descarcatori 20kV cu ZnO	3600.00	684.00	4,284.00
4.4.	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	0.00	0.00	0.00
4.5.	Dotari	0.00	0.00	0.00
4.6.	Active necorporale	0.00	0.00	0.00
TOTAL III - subcap. 4.3 +4.4.+4.5+4.6		26146.76	4967.88	31114.65
Total deviz pe obiect (TOTAL I + TOTAL II + TOTAL III)		127204.81	24168.91	151373.73

Intocmit,

Ing. Gheorghe Rizescu



S.C. ELPROCONS ELECTRIC SRL

J18/388/2014, RO 33457298

Nr. 03/26.02.2021

VARIANTA 1

Sursa de finantare: fonduri proprii(beneficiar)

DEVIZUL

obiectului 2 - Montare PC 20kV proiectate

Nr. crt.	Denumirea capitolelor si subcapitolelor de cheltuieli	Valoarea fara TVA	TVA	Valoare cu TVA
		lei	lei	lei
0	1	2	3	4
Cap. 4. - Cheltuieli pentru investitii de baza				
4.1.	Construcții și instalații			
4.1.1.	Terasamente, sistematizare pe verticală și amenajări exterioare	0.00	0.00	0.00
4.1.2.	Rezistență	0.00	0.00	0.00
4.1.3.	Arhitectură	0.00	0.00	0.00
4.1.4.	Instalații	0.00	0.00	0.00
TOTAL I - subcap. 4.1		0.00	0.00	0.00
4.2.	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	49500.00	9405.00	58905.00
	Dev.1 Montare PC 20kV proiectate	49500.00	9405.00	58905.00
TOTAL II - subcap. 4.2		49500.00	9405.00	58905.00
4.3.	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	1276212.27	242480.33	1518692.60
	a) Punct de conexiuni 20kV, echipat cu 3 celule de linie cu separator sarcina+intrerupator, celula de linie(spre LEA 20kV) echipata cu separator de sarcina, celula masura in compartiment securizat, celula TSI, integrat SCADA, analizor calitate energie	890328.54	169162.42	1059490.96
	b) Punct de conexiuni 20kV, echipat cu 2 celule de linie cu separator sarcina+intrerupator, celula de linie(spre LEA 20kV) echipata cu separator de sarcina, celula masura in compartiment securizat, celula TSI, integrat SCADA, analizor calitate energie	385883.73	73317.91	459201.64
4.4.	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	0.00	0.00	0.00
4.5.	Dotari	0.00	0.00	0.00
4.6.	Active necorporale	0.00	0.00	0.00
TOTAL III - subcap. 4.3 +4.4.+4.5+4.6		1276212.27	242480.33	1518692.60
Total deviz pe obiect (TOTAL I + TOTAL II + TOTAL III)		1325712.27	251885.33	1577597.60

Intocmit,

Ing. Gheorghe Rizescu



S.C. ELPROCONS ELECTRIC SRL

J18/388/2014, RO 33457298

Nr. 03/26.02.2021

VARIANTA 1

Sursa de finantare: fonduri proprii(beneficiar)

DEVIZUL

obiectului 3 - Montare PTAB 20/0,4kV proiectate

Nr. crt.	Denumirea capitolelor si subcapitolelor de cheltuieli	Valoarea fara TVA	TVA	Valoare cu TVA
		lei	lei	lei
0	1	2	3	4
Cap. 4. - Cheltuieli pentru investitii de baza				
4.1.	Construcții și instalații			
4.1.1.	Terasamente, sistematizare pe verticală și amenajări exterioare	0.00	0.00	0.00
4.1.2.	Rezistență	0.00	0.00	0.00
4.1.3.	Arhitectură	0.00	0.00	0.00
4.1.4.	Instalații	0.00	0.00	0.00
TOTAL I - subcap. 4.1		0.00	0.00	0.00
4.2.	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	259000.00	49210.00	308210.00
	Dev.1 Montare PTAB 20/0,4kV, 1250kVA si 20/0,4kV, 1600kVA(S1, S2)	259000.00	49210.00	308210.00
TOTAL II - subcap. 4.2		259000.00	49210.00	308210.00
4.3.	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	5048970.74	959304.44	6008275.18
	a) Post de transformare 20/0,4kV, 1250kVA, echipat cu 2 celule de linie cu separator sarcina, celula trafo echipata cu separator de sarcina si intrerupator, trafo 1250kVA, infasurari Cu/Cu, TDRI 12 plecari si USOL 2000A debrosabil+12 USOL fixe pe plecari	4311174.36	819123.13	5130297.48
	b) Post de transformare 20/0,4kV, 1600kVA, echipat cu 1 celula de linie cu separator sarcina, celula trafo echipata cu separator de sarcina si intrerupator, trafo 1600kVA, infasurari Cu/Cu, TDRI 14 plecari si USOL 2500A debrosabil	737796.39	140181.31	877977.70
4.4.	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	0.00	0.00	0.00
4.5	Dotari	0.00	0.00	0.00
4.6	Active necorporale	0.00	0.00	0.00
TOTAL III - subcap. 4.3 +4.4.+4.5+4.6		5048970.74	959304.44	6008275.18
Total deviz pe obiect (TOTAL I + TOTAL II + TOTAL III)		5307970.74	1008514.44	6316485.18

Intocmit,

Ing. Gheorghe Rizescu



S.C. ELPROCONS ELECTRIC SRL

J18/388/2014, RO 33457298

Nr. 03/26.02.2021

VARIANTA 1

Sursa de finantare: fonduri proprii(beneficiar)

DEVIZUL

obiectului 4 - LES 20kV interior CEF

Nr. crt.	Denumirea capitolelor si subcapitolelor de cheltuieli	Valoarea fara TVA	TVA	Valoare cu TVA
		lei	lei	lei
0	1	2	3	4
Cap. 4. - Cheltuieli pentru investitii de baza				
4.1.	Construcții și instalații			
4.1.1.	Terasamente, sistematizare pe verticală și amenajări exterioare	0.00	0.00	0.00
4.1.2.	Rezistență	0.00	0.00	0.00
4.1.3.	Arhitectură	0.00	0.00	0.00
4.1.4.	Instalații	1,710,786.00	325,049.34	2,035,835.34
	Dev.1 . LES 20kV CEF - bucla 1(PC 1) si racordare LES 20kV in LEA 20kV Zorlesti	569,225.16	108,152.78	677,377.94
	Dev.2 . LES 20kV CEF - bucla 1(PC 2) si racordare LES 20kV in LEA 20kV Cojani	363,930.84	69,146.86	433,077.70
	Dev.3 . LES 20kV CEF - bucla 2(PC 3) si racordare LES 20kV in LEA 20kV Albeni	628,325.04	119,381.76	747,706.80
	Dev.4 . LES 20kV CEF - 2 unitati de stocare	149,304.96	28,367.94	177,672.90
TOTAL I - subcap. 4.1		1,710,786.00	325,049.34	2,035,835.34
4.2.	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	0.00	0.00	0.00
		0.00	0.00	0.00
TOTAL II - subcap. 4.2		0.00	0.00	0.00
4.3.	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	0.00	0.00	0.00
		0.00	0.00	0.00
4.4.	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	0.00	0.00	0.00
4.5	Dotari	0.00	0.00	0.00
4.6	Active necorporale	0.00	0.00	0.00
TOTAL III - subcap. 4.3 +4.4.+4.5+4.6		0.00	0.00	0.00
Total deviz pe obiect (TOTAL I + TOTAL II + TOTAL III)		1710786.00	325049.34	2035835.34

Intocmit,

Ing. Gheorghe Rizescu



S.C. ELPROCONS ELECTRIC SRL

J18/388/2014, RO 33457298

Nr. 03/26.02.2021

VARIANTA 1

Sursa de finantare: fonduri proprii(beneficiar)

DEVIZUL
obiectului 5 - Activitati conexe

Nr. crt.	Denumirea capitolelor si subcapitolelor de cheltuieli	Valoarea fara TVA	TVA	Valoare cu TVA
		lei	lei	lei
0	1	2	3	4
Cap. 4. - Cheltuieli pentru investitii de baza				
4.1. Construcții și instalații				
4.1.1.	Terasamente, sistematizare pe verticală și amenajări exterioare	0.00	0.00	0.00
4.1.2.	Rezistență	0.00	0.00	0.00
4.1.3.	Arhitectură	0.00	0.00	0.00
4.1.4.	Instalații	78,432.64	14,902.20	93,334.84
	Dev. 1. Activitati conexe(topo, GIS, foto, termografie)	34,000.00	6,460.00	40,460.00
	Dev. 2. Comunicatie CEF in retea FO	44,432.64	8,442.20	52,874.84
TOTAL I - subcap. 4.1		78,432.64	14,902.20	93,334.84
4.2. Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale		0.00	0.00	0.00
TOTAL II - subcap. 4.2		0.00	0.00	0.00
4.3. Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj				
4.4. Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport		0.00	0.00	0.00
4.5	Dotari	0.00	0.00	0.00
4.6	Active necorporale	0.00	0.00	0.00
TOTAL III - subcap. 4.3 +4.4.+4.5+4.6		0.00	0.00	0.00
Total deviz pe obiect (TOTAL I + TOTAL II + TOTAL III)		78432.64	14902.20	93334.84

Intocmit,

Ing. Gheorghe Rizescu



EVALUARE LUCRARI PENTRU INVESTITIA

„Racordare la rețeaua electrica de distributie a centralei fotovoltaice cu $P_i=15006kW$, localitatea Targu Carbunesti, sat Cojani, judetul Gorj”

Nr. crt.	Specificatie	UM	Cant.	PU	Valoare
I	Amenajarea mediului	x	x	x	22,500.00
	Dev.1 Amenajarea mediului	buc	1.000	22,500.00	22,500.00
II	OB.1. Racord LEA 20kV	x	x	x	101,058.05
	Dev.1 Montare stalp special de racord	buc	3.000	24,000.00	72,000.00
	Dev.2 Racord LEA 20kV	km	0.080	194,475.63	15,558.05
	Dev.3 Montare echipamente LEA20kV	buc.	3.000	3,000.00	9,000.00
	Dev.4 Montare echipamente LES 20kV	buc.	3.000	1,500.00	4,500.00
III	OB.2. Montare PC 20kV proiectate	x	x	x	49,500.00
	Dev.1 Montare PC 20kV proiectate	buc.	3.000	16,500.00	49,500.00
IV	OB.3. Montare PTAB 20/0,4kV proiectate	x	x	x	259,000.00
	Dev.1 Montare PTAB 20/0,4kV, 1250kVA si 20/0,4kV, 1600kVA(S1, S2)	buc.	14.000	18,500.00	259,000.00
V	OB.4. LES 20kV interior CEF	x	x	x	1,710,786.00
	Dev.1 . LES 20kV CEF - bucla 1(PC 1) si racordare LES 20kV in LEA 20kV Zorlesti	km	2.105	270,480.00	569,225.16
	Dev.2 . LES 20kV CEF - bucla 1(PC 2) si racordare LES 20kV in LEA 20kV Cojani	km	1.346	270,480.00	363,930.84
	Dev.3 . LES 20kV CEF - bucla 2(PC 3) si racordare LES 20kV in LEA 20kV Albeni	km	2.323	270,480.00	628,325.04
	Dev.4 . LES 20kV CEF - 2 unitati de stocare	km	0.552	270,480.00	149,304.96
VI	OB.5. Activitati conexe	x	x	x	78,432.64
	Dev. 1. Activitati conexe(topo, GIS, foto, termografie)	buc	1.000	34,000.00	34,000.00
	Dev. 2. Comunicatie CEF in retea FO	km	5.700	7,795.20	44,432.64
TOTAL		x	x	x	2,221,276.69

Proiectant,
Ing. Gheorghe Rizescu



FORMULARUL F4

Obiectiv: OB.1. Racord LEA 20kV

Sursa de finantare: fonduri proprii (beneficiar)

Proiectant,
S.C. ELPROCONS ELECTRIC SRL
J18/388/2014, RO 33457298
Varianta 1

LISTA

cu cantitățile de utilaje și echipamente tehnologice, inclusiv dotări și active necorporale

Nr. Crt.	Denumirea	U.M.	Cantitate	Pret Unitar lei/U.M.	Valoarea (exclusiv TVA) lei col.3 x col.4	Fisa tehnica atasata
0	1	2	3	4	5	6
1	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj					
	a) Separator orizontal cu 3 iz./pol tip STEPNO, montaj SC15014	buc	3	7,515.59	22546.76	
	b) Grup de 3 descarcatori 20kV cu ZnO	buc	3	1,200.00	3600.00	
2	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport					
3	Dotari					
4	Active necorporale					
	TOTAL				26146.76	

Proiectant,
ing. Rizescu Gheorghe

Proiectant,
S.C. ELPROCONS ELECTRIC SRL
J18/388/2014, RO 33457298
Varianta 1

FORMULARUL F4
Obiectiv: OB.2. Montare PC 20kV proiectate
Sursa de finantare: fonduri proprii (beneficiar)

LISTA
cu cantitățile de utilaje și echipamente tehnologice, inclusiv dotări și active necorporale

Nr. Crt.	Denumirea	U.M.	Cantitate	Pret Unitar lei/U.M.	Valoarea (exclusiv TVA) lei col.3 x col.4	Fisa tehnica atasata
0	1	2	3	4	5	6
1	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj a) Punct de conexiuni 20kV, echipat cu 3 celule de linie cu separator sarcina+intrerupator, celula de linie(spre LEA 20kV) echipata cu separator de sarcina, celula masura in compartiment securizat, celula TSI, integrat SCADA, analizor calitate energie b) Punct de conexiuni 20kV, echipat cu 2 celule de linie cu separator sarcina+intrerupator, celula de linie(spre LEA 20kV) echipata cu separator de sarcina, celula masura in compartiment securizat, celula TSI, integrat SCADA, analizor calitate energie	buc	2	445,164.27	890328.54	PL14
2	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport Dotari	buc	1	385,883.73	385883.73	PL15
3	Active necorporale					
4	TOTAL				1276212.27	

Proiectant,
ing. Rizescu Gheorghe



FORMULARUL F4

Obiectiv: OB.3. Montare PTAB 20/0,4kV protectate

Sursa de finantare: fonduri proprii (beneficiar)

Proiectant,
S.C. ELPROCONS ELECTRIC SRL
J18/388/2014, RO 33457298
Varianta 1

LISTA

cu cantitățile de utilaje și echipamente tehnologice, inclusiv dotări și active necorporale

Nr. Crt.	Denumirea	U.M.	Cantitate	Pret Unitar lei/U.M.	Valoarea (exclusiv TVA) lei col.3 x col.4	Fisa tehnica atasata
0	1	2	3	4	5	6
1	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj a) Post de transformare 20/0,4kV, 1250kVA, echipat cu 2 celule de linie cu separator sarcina, celula trafa echipata cu separator de sarcina si intrerupator, trafa 1250kVA, infasurari Cu/Cu, TDRI 12 plecari si USOL 2000A debrosabil+12 USOL fixe pe plecari b) Post de transformare 20/0,4kV, 1600kVA, echipat cu 1 celula de linie cu separator sarcina, celula trafa echipata cu separator de sarcina si intrerupator, trafa 1600kVA, infasurari Cu/Cu, TDRI 14 plecari si USOL 2500A debrosabil	buc	12	359,264.53	4311174.36	PL16
2	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	buc	2	368,898.19	737796.39	PL17
3	Dotari					
4	Active necorporale					
TOTAL					5048970.74	

Proiectant,
ing. Rizescu Gheorghe



CENTRALIZATOR DEVIZE PENTRU INVESTITIA

„Racordare la rețeaua electrica de distributie Centrala fotovoltaica Pi=15033,6kW, situata in localitatea Targu Carbunesti, sat Cojani, judetul Gorj”

1. TAXA DE RACORDARE - ELEMENTE FIZICE

	VALOARE FARA TVA	TVA	VALOARE CU TVA
TOTAL GENERAL	585047.49	111159.02	696206.51
din care C+M	63059.25	11981.26	75040.51

2. INTARIRE REȚEA

	VALOARE FARA TVA	TVA	VALOARE CU TVA
TOTAL GENERAL	2827725.07	537267.76	3364992.83
din care C+M	1402440.70	266463.73	1668904.43

3. FONDURI BENEFICIAR

	VALOARE FARA TVA	TVA	VALOARE CU TVA
TOTAL GENERAL	13065609.87	2482465.88	15548075.75
din care C+M	4919913.87	934783.63	5854697.50

4. CALCUL TARIF DE RACORDARE CONFORM ORDINE ANRE 11/2014, 141/2014 si 87/2014

$T = T_i + T_r + T_u$

unde:

T_i = cota de participare la lucrarile de intarire

T_r = componenta realizarii instalatiei de racordare

T_u = componenta pt verificare dosarului instalatiei de utilizare, PIF si a verificarii si certificarii conformitatii tehnice a centralei cu cerintele normei tehnice

$T_i = \text{Sevacuare} \cdot i$

$i = i_{ST110/MT} + i_{LE110}$

Calcul:

$i = 432000 + 231000 = 663000 \text{ lei/MVA}$

$\text{Sevacuare} = 15.006 \text{ MVA}$

$T_i = 663000 \text{ lei/MVA} \cdot 15.006 \text{ MVA} = 9948978 \text{ lei} >>$

Lucrari intarire retea in statia 110/20kV Carbunesti

2827725.069 lei

Prin urmare $T_i = \text{Tintarire retea} = 2827725.07$

lei

$T_u = 2400 \cdot 2 + 2 \cdot 160 = 5120 \text{ lei, fara TVA}$

TARIF	VALOARE FARA TVA	TVA	VALOARE CU TVA
T_i, din care	2,827,725.07	537,267.76	3,364,992.83
C+M	1,402,440.70	266,463.73	1,668,904.43
T_r, din care	585,047.49	111,159.02	696,206.51
C+M	63,059.25	11,981.26	75,040.51
T_u	5,120.00	972.8	6,092.80
$A.T = T_i + T_r + T_u$ (tarif racordare)	3,417,892.56	649,399.59	4,067,292.14
din care C+M	1,465,499.95	278,444.99	1,743,944.94
B.Tfb (fonduri beneficiar) =	13,065,609.87	2,482,465.88	15,548,075.75
din care C+M	4,919,913.87	934,783.63	5,854,697.50
TOTAL (A+B)	16,483,502.43	3,131,865.46	19,615,367.89
din care C+M	6,385,413.82	1,213,228.63	7,598,642.44

Intocmit,
Ing. Rizescu Gheorghe



Proiectant: S.C. ELPROCONS ELECTRIC S.R.L. TG. JIU
J18/388/2014, RO 33457298
Faza: Studiu de solutie
Sursa de finantare: tarif(taxa) de racordare
Varianta 2

DEVIZ GENERAL*)

al obiectului de investitii

„Racordare la rețeaua electrica de distributie a centralei fotovoltaice cu $P_i=15006kW$, localitatea Targu Carbonești, sat Cojani, județul Gorj”

pag. 1/2

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare**) (fara TVA)	TVA	Valoare cu TVA
		lei	lei	lei
1	2	3	4	5
CAPITOLUL 1				
Cheltuieli pentru obtinerea și amenajarea terenului				
1.1	Obținerea terenului	0.00	0.00	0.00
1.2	Amenajarea terenului	0.00	0.00	0.00
1.3	Amenajări pentru protecția mediului și aducerea terenului la starea inițială	2000.00	380.00	2380.00
1.4	Cheltuieli pentru relocarea/protecția utilităților	0.00	0.00	0.00
TOTAL CAPITOL 1		2000.00	380.00	2380.00
CAPITOLUL 2				
Cheltuieli pentru asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții				
TOTAL CAPITOLUL 2		0.00	0.00	0.00
CAPITOLUL 3				
Cheltuieli pentru proiectare și asistență tehnică				
3.1	Studii	0.00	0.00	0.00
	3.1.1. Studii de teren	0.00	0.00	0.00
	3.1.2. Raport privind impactul asupra mediului	0.00	0.00	0.00
	3.1.3. Alte studii specifice	0.00	0.00	0.00
3.2	Documentații-suport și cheltuieli pentru obținerea de avize, acorduri și autorizații	0.00	0.00	0.00
3.3	Expertizare tehnica	0.00	0.00	0.00
3.4	Certificarea performanței energetice și auditul energetic al clădirilor	0.00	0.00	0.00
3.5	Proiectare	88706.64	16854.26	105560.90
	3.5.1. Tema de proiectare	0.00	0.00	0.00
	3.5.2. Studiu de fezabilitate	0.00	0.00	0.00
	3.5.3. Studiu de fezabilitate/documentație de avizare a lucrărilor de intervenții și deviz general	0.00	0.00	0.00
	3.5.4. Documentațiile tehnice necesare în vederea obținerii avizelor/acordurilor/autorizațiilor	0.00	0.00	0.00
	3.5.5. Verificarea tehnică de calitate a proiectului tehnic și a detaliilor de execuție	0.00	0.00	0.00
	3.5.6. Proiect tehnic și detalii de execuție	88706.64	16854.26	105560.90
3.6.	Organizarea procedurilor de achiziție	0.00	0.00	0.00
3.7.	Consultanța	0.00	0.00	0.00
	3.7.1. Managementul de proiect pentru obiectivul de investiții	0.00	0.00	0.00
	3.7.2. Auditul financiar	0.00	0.00	0.00
3.8	Asistența tehnică	11038.02	2097.22	13135.24
	3.8.1. Asistență tehnică din partea proiectantului	0.00	0.00	0.00
	3.8.1.1. pe perioada de execuție a lucrărilor	0.00	0.00	0.00
	3.8.1.2. pentru participarea proiectantului la fazele incluse în programul de control al lucrărilor de execuție, avizat de către Inspectoratul de Stat în Construcții	0.00	0.00	0.00
	3.8.2. Dirigenție de șantier	11038.02	2097.22	13135.24
TOTAL CAPITOLUL 3		99744.66	18951.49	118696.15
CAPITOLUL 4				
Cheltuieli pentru investiții de baza				
4.1	Construcții și instalații	6000.00	1140.00	7140.00
	OB.2. Activități conexe	6000.00	1140.00	7140.00

Nr. crt.	Denumirea capitolelor si subcapitolelor de cheltuieli	Valoare (fara TVA)	TVA	Valoare cu TVA
		lei	lei	lei
1	2	3	4	5
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	55059.25	10461.26	65520.51
	OB.1. Lucrari in statia 110/20kV Carbunesti	55059.25	10461.26	65520.51
		0.00	0.00	0.00
		0.00	0.00	0.00
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	348807.17	66273.36	415080.53
	OB.1. Lucrari in statia 110/20kV Carbunesti	348807.17	66273.36	415080.53
		0.00	0.00	0.00
		0.00	0.00	0.00
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	0.00	0.00	0.00
4.5	Dotari	0.00	0.00	0.00
4.6	Active necorporale	0.00	0.00	0.00
TOTAL CAPITOL 4		409866.42	77874.62	487741.04
CAPITOL 5				
Alte cheltuieli				
5.1	Organizare de santier	0.00	0.00	0.00
	5.1.1. Lucrări de construcții și instalații aferente organizării de șantier	0.00	0.00	0.00
	5.1.2. Cheltuieli conexe organizării șantierului	0.00	0.00	0.00
5.2	Comisioane, cote, taxe, costul creditului	351.30	66.75	418.04
	5.2.1. Comisioanele și dobânzile aferente creditului băncii finanțatoare	0.00	0.00	0.00
	5.2.2. Cota aferentă ISC pentru controlul calității lucrărilor de construcții (0,5 % din 4.1+5.1.1.)	30.00	5.70	35.70
	5.2.3. Cota aferentă ISC pentru controlul statului în amenajarea teritoriului, urbanism și pentru autorizarea lucrărilor de construcții (0,1 % din 4.1+5.1.1.)	6.00	1.14	7.14
	5.2.4. Cota aferentă Casei Sociale a Constructorilor - CSC (0.5% din C+M)	315.30	59.91	375.20
	5.2.5. Taxe pentru acorduri, avize conforme și autorizația de construire/desființare	0.00	0.00	0.00
5.3	Cheltuieli diverse si neprevazute	51161.11	9720.61	60881.72
5.4	Cheltuieli pentru informare și publicitate	0.00	0.00	0.00
TOTAL CAPITOL 5		51512.40	9787.36	61299.76
CAPITOL 6				
Cheltuieli pentru probe tehnologice si teste				
6.1	Pregătirea personalului de exploatare	7308.00	1388.52	8696.52
6.2	Probe tehnologice și teste	14616.00	2777.04	17393.04
TOTAL CAPITOL 6		21924.00	4165.56	26089.56
TOTAL GENERAL		585047.49	111159.02	696206.51
din care: C + M (1.2 + 1.3 +1.4 + 2 + 4.1 + 4.2 + 5.1.1)		63059.25	11981.26	75040.51

Data: 26.02.2021

Intocmit,
Ing. Gheorghe Rizescu

Beneficiar/investitor,
DISTRIBUTIE ENERGIE OLTENIA S.A./S.C. SERG COMPANY S.R.L.

*) Devizul general este parte componentă a studiului de fezabilitate/documentației de avizare a lucrărilor de intervenții

**) În prețuri la data de 25.02.2021; 1 euro = 4,8725lei

***) Devizul General nu include costurile pentru obținerea terenurilor, in regim permanent sau temporar, care cad in sarcina investitorului

S.C. ELPROCONS ELECTRIC SRL

J18/388/2014, RO 33457298

Nr. 03/26.02.2021

VARIANTA 2

Sursa de finantare: tarif de racordare

DEVIZUL

obiectului 1 - Lucrari in statia 110/20kV Carbunesti

Nr. crt.	Denumirea capitolelor si subcapitolelor de cheltuieli	Valoarea fara TVA	TVA	Valoare cu TVA
		lei	lei	lei
0	1	2	3	4
Cap. 4. - Cheltuieli pentru investitii de baza				
4.1.	Construcții și instalații			
4.1.1.	Terasamente, sistematizare pe verticală și amenajări exterioare	0.00	0.00	0.00
4.1.2.	Rezistență	0.00	0.00	0.00
4.1.3.	Arhitectură	0.00	0.00	0.00
4.1.4.	Instalații	0.00	0.00	0.00
TOTAL I - subcap. 4.1		0.00	0.00	0.00
4.2.	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	55059.25	10461.26	65520.51
	Dev.1 Montare celule 20kV de racord si masura	30,696.75	5,832.38	36,529.13
	Dev.2. Parametrizare protectii in 2 celule 20kV proiectate, integrare in SCADA statie si dispecer	24,362.50	4,628.88	28,991.38
TOTAL II - subcap. 4.2		55059.25	66273.36	415080.53
4.3.	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	348807.17	66273.36	415080.53
	a) Celula 20kV de linie si masura, echipata cu intrerupator cu vid debrosabil 24kV, 630A, 25kA, 3 TC 2x250/5/5A, cls. 0.2, TT 20kV, cls. 0.2, terminal numeric de protectie, Th. 50/1A, detector de arc, sistem anticondens, control umiditate, analizor de calitate energie electrica, loc contor energie	348807.17	66273.36	415080.53
4.4.	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	0.00	0.00	0.00
4.5.	Dotari	0.00	0.00	0.00
4.6.	Active necorporale	0.00	0.00	0.00
TOTAL III - subcap. 4.3 +4.4.+4.5+4.6		348807.17	66273.36	415080.53
Total deviz pe obiect (TOTAL I + TOTAL II + TOTAL III)		403866.42	132546.72	830161.07

Intocmit,

Ing. Gheorghe Rizescu



S.C. ELPROCONS ELECTRIC SRL

J18/388/2014, RO 33457298

Nr. 03/26.02.2021

VARIANTA 1

Sursa de finantare: tarif de racordare

DEVIZUL
obiectului 2 - Activități conexe

Nr. crt.	Denumirea capitolelor si subcapitolelor de cheltuieli	Valoarea fara TVA	TVA	Valoare cu TVA
		lei	lei	lei
0	1	2	3	4
Cap. 4. - Cheltuieli pentru investitii de baza				
4.1.	Construcții și instalații			
4.1.1.	Terasamente, sistematizare pe verticală și amenajări exterioare	0.00	0.00	0.00
4.1.2.	Rezistență	0.00	0.00	0.00
4.1.3.	Arhitectură	0.00	0.00	0.00
4.1.4.	Instalații	6,000.00	1,140.00	7,140.00
	Dev. 1. Activitati conexe(topo, GIS, foto, termoviziune)	6,000.00	1,140.00	7,140.00
TOTAL I - subcap. 4.1		6,000.00	1,140.00	7,140.00
4.2.	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	0.00	0.00	0.00
TOTAL II - subcap. 4.2		0.00	0.00	0.00
4.3.	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	0.00	0.00	0.00
4.4.	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	0.00	0.00	0.00
4.5.	Dotari	0.00	0.00	0.00
4.6.	Active necorporale	0.00	0.00	0.00
TOTAL III - subcap. 4.3 +4.4.+4.5+4.6		0.00	0.00	0.00
Total deviz pe obiect (TOTAL I + TOTAL II + TOTAL III)		6000.00	1140.00	7140.00

Intocmit,
Ing. Gheorghe Rizescu



S.C. ELPROCONS ELECTRIC SRL
J18/388/2014, RO 33457298
Nr. 03/26.02.2021
VARIANTA 2
Sursa de finantare: fonduri proprii (beneficiar)

DEVIZUL
obiectului 3 - LES 20kV interior CEF

Nr. crt.	Denumirea capitolelor si subcapitolelor de cheltuieli	Valoarea fara TVA	TVA	Valoare cu TVA
		lei	lei	lei
0	1	2	3	4
Cap. 4. - Cheltuieli pentru investitii de baza				
4.1.	Construcții și instalații			
4.1.1.	Terasamente, sistematizare pe verticală și amenajări exterioare	0.00	0.00	0.00
4.1.2.	Rezistență	0.00	0.00	0.00
4.1.3.	Arhitectură	0.00	0.00	0.00
4.1.4.	Instalații	1,169,491.33	222,203.35	1,391,694.68
	Dev.1 . LES 20kV CEF - bucla 1(PC 1)	590,998.80	112,289.77	703,288.57
	Dev.2 . LES 20kV CEF - bucla 1(PC 2)	404,369.10	76,830.13	481,199.22
	Dev.3 . LES 20kV CEF - 2 unitati de stocare	174,123.43	33,083.45	207,206.88
TOTAL I - subcap. 4.1		1,169,491.33	222,203.35	1,391,694.68
4.2.	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	0.00	0.00	0.00
		0.00	0.00	0.00
TOTAL II - subcap. 4.2		0.00	0.00	0.00
4.3.	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	0.00	0.00	0.00
		0.00	0.00	0.00
4.4.	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	0.00	0.00	0.00
4.5	Dotari	0.00	0.00	0.00
4.6	Active necorporale	0.00	0.00	0.00
TOTAL III - subcap. 4.3 +4.4.+4.5+4.6		0.00	0.00	0.00
Total deviz pe obiect (TOTAL I + TOTAL II + TOTAL III)		1169491.33	222203.35	1391694.68

Intocmit,
Ing. Gheorghe Rizescu



S.C. ELPROCONS ELECTRIC SRL
J18/388/2014, RO 33457298
Nr. 03/26.02.2021
VARIANTA 2
Sursa de finantare: fonduri proprii (beneficiar)

DEVIZUL

obiectului 4 - LES 20kV de racord in statia Carbunesti

Nr. crt.	Denumirea capitolelor si subcapitolelor de cheltuieli	Valoarea fara TVA	TVA	Valoare cu TVA
		lei	lei	lei
0	1	2	3	4
Cap. 4. - Cheltuieli pentru investitii de baza				
4.1.	Construcții și instalații			
4.1.1.	Terasamente, sistematizare pe verticală și amenajări exterioare	0.00	0.00	0.00
4.1.2.	Rezistență	0.00	0.00	0.00
4.1.3.	Arhitectură	0.00	0.00	0.00
4.1.4.	Instalații	3,302,566.74	627,487.68	3,930,054.42
	Dev.1 . LES 20kV PC 1 - celula 10k statia Carbunesti	1,695,909.60	322,222.82	2,018,132.42
	Dev.2 . LES 20kV PC 2 - celula 24k statia Carbunesti	1,606,657.14	305,264.86	1,911,922.00
TOTAL I - subcap. 4.1		3,302,566.74	627,487.68	3,930,054.42
4.2.	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	0.00	0.00	0.00
		0.00	0.00	0.00
TOTAL II - subcap. 4.2		0.00	0.00	0.00
4.3.	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	0.00	0.00	0.00
		0.00	0.00	0.00
4.4.	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	0.00	0.00	0.00
4.5	Dotari	0.00	0.00	0.00
4.6	Active necorporale	0.00	0.00	0.00
TOTAL III - subcap. 4.3 +4.4.+4.5+4.6		0.00	0.00	0.00
Total deviz pe obiect (TOTAL I + TOTAL II + TOTAL III)		3302566.74	627487.68	3930054.42

Intocmit,

Ing. Gheorghe Rizescu



S.C. ELPROCONS ELECTRIC SRL

J18/388/2014, RO 33457298

Nr. 03/26.02.2021

VARIANTA 2

Sursa de finantare: fonduri proprii (beneficiar)

DEVIZUL
obiectului 5 - Activitati conexe

Nr. crt.	Denumirea capitolelor si subcapitolelor de cheltuieli	Valoarea fara TVA	TVA	Valoare cu TVA
		lei	lei	lei
0	1	2	3	4
Cap. 4. - Cheltuieli pentru investitii de baza				
4.1.	Construcții și instalații			
4.1.1.	Terasamente, sistematizare pe verticală și amenajări exterioare	0.00	0.00	0.00
4.1.2.	Rezistență	0.00	0.00	0.00
4.1.3.	Arhitectură	0.00	0.00	0.00
4.1.4.	Instalații	109,355.80	20,777.60	130,133.40
	Dev. 1. Activitati conexe(topo, GIS, foto, termografie)	42,700.00	8,113.00	50,813.00
	Dev. 2. Comunicatie CEF in retea FO	66,655.80	12,664.60	79,320.40
TOTAL I - subcap. 4.1		109,355.80	20,777.60	130,133.40
4.2.	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	0.00	0.00	0.00
TOTAL II - subcap. 4.2		0.00	0.00	0.00
4.3.	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	0.00	0.00	0.00
4.4.	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	0.00	0.00	0.00
4.5.	Dotari	0.00	0.00	0.00
4.6.	Active necorporale	0.00	0.00	0.00
TOTAL III - subcap. 4.3 +4.4.+4.5+4.6		0.00	0.00	0.00
Total deviz pe obiect (TOTAL I + TOTAL II + TOTAL III)		109355.80	20777.60	130133.40

Intocmit,

Ing. Gheorghe Rizescu



EVALUARE LUCRARI PENTRU INVESTITIA

„Racordare la rețeaua electrică de distribuție a centralei fotovoltaice cu $P_i=15006\text{kW}$, localitatea Targu Carbunesti, sat Cojani, județul Gorj”

Nr. crt.	Specificatie	UM	Cant.	PU	Valoare
I	Amenajarea mediului	x	x	x	2,000.00
	Dev.1 Amenajarea mediului	buc	1.000	2,000.00	2,000.00
II	OB.1. Lucrari in statia 110/20kV Carbunesti	x	x	x	55,059.25
	Dev.1 Montare celule 20kV de racord si masura	buc	2.000	15,348.38	30,696.75
	Dev.2. Parametrizare protectii in 2 celule 20kV proiectate, integrare in SCADA statie si dispecer	buc	1.000	24,362.50	24,362.50
III	OB.2. Activitati conexe	x	x	x	6,000.00
	Dev. 1. Activitati conexe(topo, GIS, foto, termoviziune)	buc	1.000	6,000.00	6,000.00
TOTAL		x	x	x	63,059.25

Proiectant,

Ing. Gheorghe Rizescu



FORMULARUL F4

Obiectiv: OB.1. Lucrari in statia 110/20kV Carburnesti

Sursa de finantare: tarif de racordare

Proiectant,
S.C. ELPROCONS ELECTRIC SRL
J18/388/2014, RO 33457298
Varianta 2

LISTA

cu cantitățile de utilaje și echipamente tehnologice, inclusiv dotări și active necorporale

Nr. Crt.	Denumirea	U.M.	Cantitate	Pret Unitar lei/U.M.	Valoarea (exclusiv TVA) lei col.3 x col.4	Fisa tehnica atasata
0	1	2	3	4	5	6
1	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj a) Celula 20kV de linie si masura, echipata cu intrerupator cu vid debrosabil 24kV, 630A, 25kA, 3 TC 2x250/5/5A, cls. 0.2, TT 20kV, cls. 0.2, terminal numeric de protectie, Th. 50/1A, detector de arc, sistem anticondens, control umiditate, analizor de calitate energie electrica, loc contor energie	buc	2	174,403.59	348807.17	
2	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport					
3	Dotari					
4	Active necorporale					
TOTAL					348807.17	

Proiectant,
ing. Rizescu Gheorghe


DEVIZ GENERAL*)

al obiectului de investitii

„Racordare la rețeaua electrica de distributie a centralei fotovoltaice cu $P_i=15006kW$, localitatea Targu Carbonești, sat Cojani, județul Gorj”

pag. 1/2

Nr. crt.	Denumirea capitolelor si subcapitolelor de cheltuieli	Valoare**) (fara TVA)	TVA	Valoare cu TVA
		lei	lei	lei
1	2	3	4	5
CAPITOLUL 1				
Cheltuieli pentru obtinerea si amenajarea terenului				
1.1	Obtinerea terenului	0.00	0.00	0.00
1.2	Amenajarea terenului	0.00	0.00	0.00
1.3	Amenajari pentru protectia mediului si și aducerea terenului la starea inițială	12500.00	2375.00	14875.00
1.4	Cheltuieli pentru relocarea/protecția utilităților	0.00	0.00	0.00
TOTAL CAPITOL 1		12500.00	2375.00	14875.00
CAPITOLUL 2				
Cheltuieli pentru asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții				
TOTAL CAPITOLUL 2		0.00	0.00	0.00
CAPITOLUL 3				
Cheltuieli pentru proiectare și asistență tehnică				
3.1	Studii	0.00	0.00	0.00
	3.1.1. Studii de teren	0.00	0.00	0.00
	3.1.2. Raport privind impactul asupra mediului	0.00	0.00	0.00
	3.1.3. Alte studii specifice	0.00	0.00	0.00
3.2	Documentații-suport și cheltuieli pentru obținerea de avize, acorduri și autorizații	0.00	0.00	0.00
3.3	Expertizare tehnica	0.00	0.00	0.00
3.4	Certificarea performanței energetice și auditul energetic al clădirilor	0.00	0.00	0.00
3.5	Proiectare	177864.62	33794.28	211658.90
	3.5.1. Tema de proiectare	0.00	0.00	0.00
	3.5.2. Studiu de fezabilitate	0.00	0.00	0.00
	3.5.3. Studiu de fezabilitate/documentație de avizare a lucrărilor de intervenții și deviz general	0.00	0.00	0.00
	3.5.4. Documentațiile tehnice necesare în vederea obținerii avizelor/acordurilor/autorizațiilor	0.00	0.00	0.00
	3.5.5. Verificarea tehnică de calitate a proiectului tehnic și a detaliilor de execuție	0.00	0.00	0.00
	3.5.6. Proiect tehnic și detalii de execuție	177864.62	33794.28	211658.90
3.6	Organizarea procedurilor de achiziție	0.00	0.00	0.00
3.7	Consultanța	0.00	0.00	0.00
	3.7.1. Managementul de proiect pentru obiectivul de investiții	0.00	0.00	0.00
	3.7.2. Auditul financiar	0.00	0.00	0.00
3.8	Asistența tehnică	60537.49	11502.12	72039.62
	3.8.1. Asistență tehnică din partea proiectantului	0.00	0.00	0.00
	3.8.1.1. pe perioada de execuție a lucrărilor	0.00	0.00	0.00
	3.8.1.2. pentru participarea proiectantului la fazele incluse în programul de control al lucrărilor de execuție, avizat de către Inspectoratul de Stat în Construcții	0.00	0.00	0.00
	3.8.2. Dirigenți de șantier	60537.49	11502.12	72039.62
TOTAL CAPITOLUL 3		238402.12	45296.40	283698.52
CAPITOLUL 4				
Cheltuieli pentru investiții de baza				
4.1	Construcții si instalatii	1163600.00	221084.00	1384684.00
	OB.1. Lucrari de schimbare(rotire) trafo 110/20kV in statia Carbonești	1147600.00	218044.00	1365644.00
	OB.2. Activitati conexe	16000.00	3040.00	19040.00
		0.00	0.00	0.00

Nr. crt.	Denumirea capitolelor si subcapitolelor de cheltuieli	Valoare (fara TVA)	TVA	Valoare cu TVA
		lei	lei	lei
1	2	3	4	5
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	226340.70	43004.73	269345.43
	OB.1. Lucrari de schimbare(rotire) trafo 110/20kV in statia Carbunesti	226340.70	43004.73	269345.43
		0.00	0.00	0.00
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	856420.96	162719.98	1019140.94
	OB.1. Lucrari de schimbare(rotire) trafo 110/20kV in statia Carbunesti	856420.96	162719.98	1019140.94
		0.00	0.00	0.00
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	0.00	0.00	0.00
4.5	Dotari	0.00	0.00	0.00
4.6	Active necorporale	0.00	0.00	0.00
TOTAL CAPITOL 4		2246361.66	426808.71	2673170.37
CAPITOL 5				
Alte cheltuieli				
5.1	Organizare de santier	0.00	0.00	0.00
	5.1.1. Lucrări de construcții și instalații aferente organizării de șantier	0.00	0.00	0.00
	5.1.2. Cheltuieli conexe organizării șantierului	0.00	0.00	0.00
5.2	Comisioane, cote, taxe, costul creditului	46627.42	8859.21	55486.63
	5.2.1. Comisioanele și dobânzile aferente creditului băncii finanțatoare	0.00	0.00	0.00
	5.2.2. Cota aferentă ISC pentru controlul calității lucrărilor de construcții (0,5 % din 4.1+5.1.1.)	5818.00	1105.42	6923.42
	5.2.3. Cota aferentă ISC pentru controlul statului în amenajarea teritoriului, urbanism și pentru autorizarea lucrărilor de construcții (0,1 % din 4.1+5.1.1.)	1163.60	221.08	1384.68
	5.2.4. Cota aferentă Casei Sociale a Constructorilor - CSC (0.5% din C+M)	7012.20	1332.32	8344.52
	5.2.5. Taxe pentru acorduri, avize conforme și autorizația de construire/desființare	32633.62	6200.39	38834.00
5.3	Cheltuieli diverse si neprevazute	249726.38	47448.01	297174.39
5.4	Cheltuieli pentru informare și publicitate	0.00	0.00	0.00
TOTAL CAPITOL 5		296353.80	56307.22	352661.02
CAPITOL 6				
Cheltuieli pentru probe tehnologice si teste				
6.1	Pregătirea personalului de exploatare	9745.00	1851.55	11596.55
6.2	Probe tehnologice și teste	24362.50	4628.88	28991.38
TOTAL CAPITOL 6		34107.50	6480.43	40587.93
TOTAL GENERAL		2827725.07	537267.76	3364992.83
din care: C + M (1.2 + 1.3 +1.4 + 2 + 4.1 + 4.2 + 5.1.1)		1402440.70	266463.73	1668904.43

Data: 26.02.2021

Intocmit,

Ing. Gheorghe Răzescu



Beneficiar/investitor,

DISTRIBUTIE ENERGIE OLTENIA S.A./S.C. SERG COMPANY S.R.L.

*) Devizul general este parte componentă a studiului de fezabilitate/documentației de avizare a lucrărilor de intervenții

**) În prețuri la data de 25.02.2021; 1 euro = 4,8725lei

***) Devizul General nu include costurile pentru obtinerea terenurilor, in regim permanent sau temporar, care cad in sarcina investitorului

DEVIZUL

obiectului 1 - Lucrari de schimbare(rotire) trafo 110/20kV in statia Carbonești

Nr. crt.	Denumirea capitolelor si subcapitolelor de cheltuieli	Valoarea fara TVA	TVA	Valoare cu TVA
		lei	lei	lei
0	1	2	3	4
Cap. 4. - Cheltuieli pentru investitii de baza				
4.1.	Construcții și instalații			
4.1.1.	Terasamente, sistematizare pe verticală și amenajări exterioare	0.00	0.00	0.00
4.1.2.	Rezistență	0.00	0.00	0.00
4.1.3.	Arhitectură	0.00	0.00	0.00
4.1.4.	Instalații	1,147,600.00	218,044.00	1,365,644.00
	Dev.1 . Amenajare groapa retentie si turnare grinzi cale rulare aferente T1, T2	408,000.00	77,520.00	485,520.00
	Dev.2 . Dublare pod bare trafo T1 si T2	82,500.00	15,675.00	98,175.00
	Dev.4 .Rotire trafo 25MV cu 40MVA	525,250.00	99,797.50	625,047.50
	Dev.5 . Dublare bara 20kV distribuitor celule 20kV	74,250.00	14,107.50	88,357.50
	Dev.9 .Reglaj protectii trafo 110/20kV in statiile Tg Carbonești, Jilt si Timiseni	57,600.00	10,944.00	68,544.00
TOTAL I - subcap. 4.1		1,147,600.00	218,044.00	1,365,644.00
4.2.	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	226340.70	43004.73	269345.43
	Dev.3 .Inlocuire TNSI+BS 200A	140000.00	26600.00	166600.00
	Dev.6 .Echipare SCADA trafo T3 Jilt in statia Tg. Carbonești(sonda temp. indicator nivel ulei, cofret, ventilatoare, inlocuire dispozitiv de actionare)	38980.00	7406.20	46386.20
	Deviz.7. Inlocuire reductori de curent celula cupla 20kV cu TC 2x600/5/5A si celule trafo T1+T2 cu TC 1250/5/5A	25434.45	4832.55	30267.00
	Deviz.8. Inlocuire reductori de curent 110kV trafo 1 cu CESU-110kV 2x150/5/5A din stocul de rezerva al OD	21926.25	4165.99	26092.24
TOTAL II - subcap. 4.2		226340.70	26600.00	166600.00
4.3.	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	856420.96	162719.98	1019140.94
	a) Bobina de stingere In=200A	330000.00	62700.00	392700.00
	b) Dulap reglaj bobina stingere	155000.00	29450.00	184450.00
	c) TNSI 2100kVA	205000.00	38950.00	243950.00
	d) Echipamente ventilatie trafo si integrare in SCADA	36650.00	6963.50	43613.50
	e) Mecanism de actionare trafo, accesorii trafo si integrare in SCADA	72675.00	13808.25	86483.25
	f) Transformatori de curent tip CIRS 20kV, 2x600/5/5A, clasa 0,5	12585.67	2391.28	14976.94
	g) Transformatori de curent tip CIRS 20kV, 2x1250/5/5A, clasa 0,5	44510.29	8456.95	52967.24
4.4.	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	0.00	0.00	0.00
4.5	Dotari	0.00	0.00	0.00
4.6	Active necorporale	0.00	0.00	0.00
TOTAL III - subcap. 4.3 +4.4.+4.5+4.6		856420.96	162719.98	1019140.94
Total deviz pe obiect (TOTAL I + TOTAL II + TOTAL III)		2230361.66	407363.98	2551384.94

Intocmit,

Ing. Gheorghe Rizescu



S.C. ELPROCONS ELECTRIC SRL

J18/388/2014, RO 33457298

Nr. 03/26.02.2021

VARIANTA 2

Sursa de finantare: intarire retea

DEVIZUL
obiectului 2 - Activități conexe

Nr. crt.	Denumirea capitolelor si subcapitolelor de cheltuieli	Valoarea fara TVA	TVA	Valoare cu TVA
		lei	lei	lei
0	1	2	3	4
Cap. 4. - Cheltuieli pentru investitii de baza				
4.1.	Construcții și instalații			
4.1.1.	Terasamente, sistematizare pe verticală și amenajări exterioare	0.00	0.00	0.00
4.1.2.	Rezistență	0.00	0.00	0.00
4.1.3.	Arhitectură	0.00	0.00	0.00
4.1.4.	Instalații	16,000.00	3,040.00	19,040.00
	Dev. 1. Activitati conexe(topo, GIS, foto, termografie, intreruperi)	16,000.00	3,040.00	19,040.00
TOTAL I - subcap. 4.1		16,000.00	3,040.00	19,040.00
4.2.	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	0.00	0.00	0.00
TOTAL II - subcap. 4.2		0.00	0.00	0.00
4.3.	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	0.00	0.00	0.00
4.4.	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	0.00	0.00	0.00
4.5.	Dotari	0.00	0.00	0.00
4.6.	Active necorporale	0.00	0.00	0.00
TOTAL III - subcap. 4.3 +4.4.+4.5+4.6		0.00	0.00	0.00
Total deviz pe obiect (TOTAL I + TOTAL II + TOTAL III)		16000.00	3040.00	19040.00

Intocmit,

Ing. Gheorghe Rizescu



EVALUARE LUCRARI PENTRU INVESTITIA

„Racordare la reseaua electrica de distributie a centralei fotovoltaice cu $P_i=15006kW$, localitatea Targu Carbunesti, sat Cojani, judetul Gorj”

Nr. crt.	Specificatie	UM	Cant.	PU	Valoare
I	Amenajarea mediului	x	x	x	12,500.00
	Dev.1 Amenajarea mediului	buc	1.000	12,500.00	12,500.00
II	OB.1. Lucrari de schimbare(rotire) trafo 110/20kV in statia Carbunesti	x	x	x	1,373,940.70
	Dev.1 . Amenajare groapa retentie si turnare grinzi cale rulare aferente T1, T2	buc.	4.000	102,000.00	408,000.00
	Dev.2 . Dublare pod bare trafo T1 si T2	buc.	2.000	41,250.00	82,500.00
	Dev.3 .Inlocuire TNSI+BS 200A	buc.	1.000	140,000.00	140,000.00
	Dev.4 .Rotire trafo 25MV cu 40MVA	buc.	2.000	262,625.00	525,250.00
	Dev.5 . Dublare bara 20kV distribuitor celule 20kV	buc	1.000	74,250.00	74,250.00
	Dev.6 .Echipare SCADA trafo T3 Jilt in statia Tg. Carbunesti(sonda temp. indicator nivel ulei, cofret, ventilatoare, inlocuire dispozitiv de actionare)	buc.	1.000	38,980.00	38,980.00
	Deviz.7. Inlocuire reductori de curent celula cupla 20kV cu TC 2x600/5/5A si celule trafo T1+T2 cu TC 1250/5/5A	buc	9.000	2,826.05	25,434.45
	Deviz.8. Inlocuire reductori de curent 110kV trafo 1 cu CESU-110kV 2x150/5/5A din stocul de rezerva al OD	buc	3.000	7,308.75	21,926.25
	Dev.9 .Reglaj protectii trafo 110/20kV in statiile Tg Carbunesti, Jilt si Timiseni	buc	8.000	7,200.00	57,600.00
III	OB.2. Activitati conexe	x	x	x	16,000.00
	Dev. 1. Activitati conexe(topo, GIS, foto, termografie, intreruperi)	buc	1.000	16,000.00	16,000.00
TOTAL		x	x	x	1,402,440.70

Proiectant,

Ing. Gheorghe Rizescu



FORMULARUL F4

Obiectiv: OB.1. Lucrari de schimbare(rotire) trafo 110/20kV in statia Carbunesti
Sursa de finantare: intarire retea

Proiectant,
S.C. ELPROCONS ELECTRIC SRL
J18/388/2014, RO 33457298
Varianta 2

LISTA

cu cantitățile de utilaje și echipamente tehnologice, inclusiv dotări și active necorporale

Nr. Crt.	Denumirea	U.M.	Cantitate	Pret Unitar lei/U.M.	Valoarea (exclusiv TVA) lei col.3 x col.4	Fisa tehnica atasata
0	1	2	3	4	5	6
1	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj					
	a) Bobina de stingere In=200A	buc	1	330,000.00	330000.00	
	b) Dulap reglaj bobina stingere	buc	1	155,000.00	155000.00	
	c) TNSI 2100kVA	buc	1	205,000.00	205000.00	
	d) Echipamente ventilatie trafo si integrare in SCADA	buc	1	36,650.00	36650.00	
	e) Mecanism de actionare trafo, accesorii trafo si integrare in SCADA	buc	1	72,675.00	72675.00	
	f) Transformatori de curent tip CIRS 20kV, 2x600/5/5A, clasa 0,5	buc	3	4,195.22	12585.67	
	g) Transformatori de curent tip CIRS 20kV, 2x1250/5/5A, clasa 0,5	buc	6	7,418.38	44510.29	
2	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport					
3	Dotari					
4	Active necorporale					
	TOTAL				856420.96	

Proiectant,
ing. Rizescu Gheorghe



Proiectant: S.C. ELPROCONS ELECTRIC S.R.L. TG. JIU
J18/388/2014, RO 33457298
Faza: Studiu de soluție
Sursa de finanțare: fonduri proprii (beneficiar)
Varianta 2

DEVIZ GENERAL*)

al obiectului de investiții

„Racordare la rețeaua electrică de distribuție a centralei fotovoltaice cu $P_i=15006kW$, localitatea Targu Carbunesti, sat Cojani, județul Gorj”

pag. 1/2

Nr. crt.	Denumirea capitolelor și subcapitolelor de cheltuieli	Valoare**) (fara TVA)	TVA	Valoare cu TVA
		lei	lei	lei
1	2	3	4	5
CAPITOLUL 1				
Cheltuieli pentru obținerea și amenajarea terenului				
1.1	Obținerea terenului	0.00	0.00	0.00
1.2	Amenajarea terenului	0.00	0.00	0.00
1.3	Amenajări pentru protecția mediului și aducerea terenului la starea inițială	44500.00	8455.00	52955.00
1.4	Cheltuieli pentru relocarea/protecția utilităților	0.00	0.00	0.00
TOTAL CAPITOLUL 1		44500.00	8455.00	52955.00
CAPITOLUL 2				
Cheltuieli pentru asigurarea utilităților necesare obiectivului de investiții				
TOTAL CAPITOLUL 2		0.00	0.00	0.00
CAPITOLUL 3				
Cheltuieli pentru proiectare și asistență tehnică				
3.1	Studii	0.00	0.00	0.00
	3.1.1. Studii de teren	0.00	0.00	0.00
	3.1.2. Raport privind impactul asupra mediului	0.00	0.00	0.00
	3.1.3. Alte studii specifice	0.00	0.00	0.00
3.2	Documentații-suport și cheltuieli pentru obținerea de avize, acorduri și autorizații	0.00	0.00	0.00
3.3	Expertizare tehnică	0.00	0.00	0.00
3.4	Certificarea performanței energetice și auditul energetic al clădirilor	0.00	0.00	0.00
3.5	Proiectare	290862.33	55263.84	346126.17
	3.5.1. Tema de proiectare	0.00	0.00	0.00
	3.5.2. Studiu de fezabilitate	0.00	0.00	0.00
	3.5.3. Studiu de fezabilitate/documentație de avizare a lucrărilor de intervenții și deviz general	0.00	0.00	0.00
	3.5.4. Documentațiile tehnice necesare în vederea obținerii avizelor/acordurilor/autorizațiilor	0.00	0.00	0.00
	3.5.5. Verificarea tehnică de calitate a proiectului tehnic și a detaliilor de execuție	0.00	0.00	0.00
	3.5.6. Proiect tehnic și detalii de execuție	290862.33	55263.84	346126.17
3.6	Organizarea procedurilor de achiziție	0.00	0.00	0.00
3.7	Consultanță	0.00	0.00	0.00
	3.7.1. Managementul de proiect pentru obiectivul de investiții	0.00	0.00	0.00
	3.7.2. Auditul financiar	0.00	0.00	0.00
3.8	Asistența tehnică	312411.70	59358.22	371769.93
	3.8.1. Asistență tehnică din partea proiectantului	23388.00	4443.72	27831.72
	3.8.1.1. pe perioada de execuție a lucrărilor	0.00	0.00	0.00
	3.8.1.2. pentru participarea proiectantului la fazele incluse în programul de control al lucrărilor de execuție, avizat de către Inspectoratul de Stat în Construcții	23388.00	4443.72	27831.72
	3.8.2. Dirigenție de șantier	289023.70	54914.50	343938.21
TOTAL CAPITOLUL 3		603274.04	114622.07	717896.10
CAPITOLUL 4				
Cheltuieli pentru investiții de bază				
4.1	Construcții și instalații	4581413.87	870468.63	5451882.50
	OB.3. LES 20kV interior CEF	1169491.33	222203.35	1391694.68
	OB.4. LES 20kV de racord în stația Carbunesti	3302566.74	627487.68	3930054.42
	OB.5. Activități conexe	109355.80	20777.60	130133.40

Nr. crt.	Denumirea capitolelor si subcapitolelor de cheltuieli	Valoare (fara TVA)	TVA	Valoare cu TVA
		lei	lei	lei
1	2	3	4	5
4.2	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	294000.00	55860.00	349860.00
	OB.1. Montare PC 20kV proiectate	35000.00	6650.00	41650.00
	OB.2. Montare PTAB 20/0,4kV proiectate	259000.00	49210.00	308210.00
		0.00	0.00	0.00
4.3	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	5864552.69	1114265.01	6978817.71
	OB.1. Montare PC 20kV proiectate	815581.95	154960.57	970542.52
	OB.2. Montare PTAB 20/0,4kV proiectate	5048970.74	959304.44	6008275.18
		0.00	0.00	0.00
4.4	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	0.00	0.00	0.00
4.5	Dotari	0.00	0.00	0.00
4.6	Active necorporale	0.00	0.00	0.00
TOTAL CAPITOL 4		10739966.56	2040593.65	12780560.21
CAPITOL 5				
Alte cheltuieli				
5.1	Organizare de santier	0.00	0.00	0.00
	5.1.1. Lucrări de construcții și instalații aferente organizării de șantier	0.00	0.00	0.00
	5.1.2. Cheltuieli conexe organizării șantierului	0.00	0.00	0.00
5.2	Comisioane, cote, taxe, costul creditului	173657.72	32994.97	206652.68
	5.2.1. Comisiunile și dobânzile aferente creditului băncii finanțatoare	0.00	0.00	0.00
	5.2.2. Cota aferentă ISC pentru controlul calității lucrărilor de construcții (0,5 % din 4.1+5.1.1.)	22907.07	4352.34	27259.41
	5.2.3. Cota aferentă ISC pentru controlul statului în amenajarea teritoriului, urbanism și pentru autorizarea lucrărilor de construcții (0,1 % din 4.1+5.1.1.)	4581.41	870.47	5451.88
	5.2.4. Cota aferentă Casei Sociale a Constructorilor - CSC (0.5% din C+M)	24599.57	4673.92	29273.49
	5.2.5. Taxe pentru acorduri, avize conforme și autorizația de construire/desființare	121569.67	23098.24	144667.90
5.3	Cheltuieli diverse si neprevazute	1138774.06	216367.07	1355141.13
5.4	Cheltuieli pentru informare și publicitate	24362.50	4628.88	28991.38
TOTAL CAPITOL 5		1336794.28	253990.91	1590785.19
CAPITOL 6				
Cheltuieli pentru probe tehnologice si teste				
6.1	Pregătirea personalului de exploatare	146175.00	27773.25	173948.25
6.2	Probe tehnologice și teste	194900.00	37031.00	231931.00
TOTAL CAPITOL 6		341075.00	64804.25	405879.25
TOTAL GENERAL		13065609.87	2482465.88	15548075.75
din care: C + M (1.2 + 1.3 +1.4 + 2 + 4.1 + 4.2 + 5.1.1)		4919913.87	934783.63	5854697.50

Data: 26.02.2021

Intocmit,
Ing. Gheorghe Rizescu

Beneficiar/investitor,
S.C. SERG COMPANY S.R.L.

*) Devizul general este parte componentă a studiului de fezabilitate/documentației de avizare a lucrărilor de intervenții

**) În prețuri la data de 25.02.2021; 1 euro = 4,8725lei

***) Devizul General nu include costurile pentru obținerea terenurilor, in regim permanent sau temporar, care cad in sarcina investitorului

S.C. ELPROCONS ELECTRIC SRL
 J18/388/2014, RO 33457298
 Nr. 03/26.02.2021
 VARIANTA 2
 Sursa de finantare: fonduri proprii (beneficiar)

DEVIZUL
obiectului 1 - Montare PC 20kV proiectate

Nr. crt.	Denumirea capitolelor si subcapitolelor de cheltuieli	Valoarea fara TVA	TVA	Valoare cu TVA
		lei	lei	lei
0	1	2	3	4
Cap. 4. - Cheltuieli pentru investitii de baza				
4.1.	Construcții și instalații			
4.1.1.	Terasamente, sistematizare pe verticală și amenajări exterioare	0.00	0.00	0.00
4.1.2.	Rezistență	0.00	0.00	0.00
4.1.3.	Arhitectură	0.00	0.00	0.00
4.1.4.	Instalații	0.00	0.00	0.00
TOTAL I - subcap. 4.1		0.00	0.00	0.00
4.2.	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	35000.00	6650.00	41650.00
	Dev.1 Montare PC 20kV proiectate	35000.00	6650.00	41650.00
TOTAL II - subcap. 4.2		35000.00	6650.00	41650.00
4.3.	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	815581.95	154960.57	970542.52
	a) Punct de conexiuni 20kV, echipat cu 3 celule de linie cu separator sarcina+intrerupator cu vid, celula de linie(plecarea LES 20kV spre statia Carbunesti) echipata cu separator de sarcina+intrerupator cu vid, celula masura si TSI, integrat SCADA	815581.95	154960.57	970542.52
4.4.	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	0.00	0.00	0.00
4.5	Dotari	0.00	0.00	0.00
4.6	Active necorporale	0.00	0.00	0.00
TOTAL III - subcap. 4.3 +4.4.+4.5+4.6		815581.95	154960.57	970542.52
Total deviz pe obiect (TOTAL I + TOTAL II + TOTAL III)		850581.95	161610.57	1012192.52

Intocmit,
 Ing. Gheorghe Rizescu



S.C. ELPROCONS ELECTRIC SRL
J18/388/2014, RO 33457298
Nr. 03/26.02.2021
VARIANTA 2
Sursa de finantare: fonduri proprii (beneficiar)

DEVIZUL

obiectului 2 - Montare PTAB 20/0,4kV proiectate

Nr. crt.	Denumirea capitolelor si subcapitolelor de cheltuieli	Valoarea fara TVA	TVA	Valoare cu TVA
		lei	lei	lei
0	1	2	3	4
Cap. 4. - Cheltuieli pentru investitii de baza				
4.1.	Construcții și instalații			
4.1.1.	Terasamente, sistematizare pe verticală și amenajări exterioare	0.00	0.00	0.00
4.1.2.	Rezistență	0.00	0.00	0.00
4.1.3.	Arhitectură	0.00	0.00	0.00
4.1.4.	Instalații	0.00	0.00	0.00
TOTAL I - subcap. 4.1		0.00	0.00	0.00
4.2.	Montaj utilaje, echipamente tehnologice și funcționale	259000.00	49210.00	308210.00
	Dev.1 Montare PTAB 20/0,4kV, 1250kVA, PTAB 20/0,4kV, 1600kVA	259000.00	49210.00	308210.00
TOTAL II - subcap. 4.2		259000.00	49210.00	308210.00
4.3.	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj	5048970.74	959304.44	6008275.18
	a) Post de transformare 20/0,4kV, 1250kVA, echipat cu 2 celule de linie cu separator sarcina, celula trafo echipata cu separator de sarcina si intrerupator, trafo 1600kVA, infasurari Cu/Cu, TDRI 12 plecari si USOL 2000A debrosabil+12 USOL fixe pe plecari	4311174.36	819123.13	5130297.48
	b) Post de transformare 20/0,4kV, 1600kVA, echipat cu 1 celula de linie cu separator sarcina, celula trafo echipata cu separator de sarcina si intrerupator, trafo 1600kVA, infasurari Cu/Cu, TDRI 14 plecari si USOL 2500A debrosabil	737796.39	140181.31	877977.70
4.4.	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	0.00	0.00	0.00
4.5	Dotari	0.00	0.00	0.00
4.6	Active necorporale	0.00	0.00	0.00
TOTAL III - subcap. 4.3 +4.4.+4.5+4.6		5048970.74	959304.44	6008275.18
Total deviz pe obiect (TOTAL I + TOTAL II + TOTAL III)		5307970.74	1008514.44	6316485.18

Intocmit,

Ing. Gheorghe Rizescu



EVALUARE LUCRARI PENTRU INVESTITIA

„Racordare la rețeaua electrică de distribuție a centralei fotovoltaice cu $P_i=15006\text{kW}$, localitatea Targu Carbunesti, sat Cojani, județul Gorj”

Nr. crt.	Specificatie	UM	Cant.	PU	Valoare
I	Amenajarea mediului	x	x	x	44,500.00
	Dev.1 Amenajarea mediului	buc	1.000	44,500.00	44,500.00
II	OB.1. Montare PC 20kV proiectate	x	x	x	35,000.00
	Dev.1 Montare PC 20kV proiectate	buc.	2.000	17,500.00	35,000.00
III	OB.2. Montare PTAB 20/0,4kV proiectate	x	x	x	259,000.00
	Dev.1 Montare PTAB 20/0,4kV, 1250kVA, PTAB 20/0,4kV, 1600kVA	buc.	14.000	18,500.00	259,000.00
IV	OB.3. LES 20kV interior CEF	x	x	x	1,169,491.33
	Dev.1 . LES 20kV CEF - bucla 1(PC 1)	km	2.185	270,480.00	590,998.80
	Dev.2 . LES 20kV CEF - bucla 1(PC 2)	km	1.495	270,481.00	404,369.10
	Dev.3 . LES 20kV CEF - 2 unitati de stocare	km	0.644	270,483.00	174,123.43
V	OB.4. LES 20kV de racord in statia Carbunesti	x	x	x	3,302,566.74
	Dev.1 . LES 20kV PC 1 - celula 10k statia Carbunesti	km	5.700	297,528.00	1,695,909.60
	Dev.2 . LES 20kV PC 2 - celula 24k statia Carbunesti	km	5.400	297,529.10	1,606,657.14
VI	OB.5. Activitati conexe	x	x	x	109,355.80
	Dev. 1. Activitati conexe(topo, GIS, foto, termografie)	buc	1.000	42,700.00	42,700.00
	Dev. 2. Comunicatie CEF in retea FO	km	5.700	11,694.00	66,655.80
TOTAL		x	x	x	4,919,913.87

Proiectant,
Ing. Gheorghe Rizescu



Proiectant,
S.C. ELPROCONS ELECTRIC SRL
J18/388/2014, RO 33457298
Varianta 2

FORMULARUL F4
Obiectiv: OB.1. Montare PC 20kV proiectate
Sursa de finantare: fonduri proprii (beneficiar)

LISTA

cu cantitățile de utilaje și echipamente tehnologice, inclusiv dotări și active necorporale

Nr. Crt.	Denumirea	U.M.	Cantitate	Pret Unitar lei/U.M.	Valoarea (exclusiv TVA) lei col.3 x col.4	Fisa tehnica atasata
0	1	2	3	4	5	6
1	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj a) Punct de conexiuni 20kV, echipat cu 3 celule de linie cu separator sarcina+întrerupator cu vid, celula de linie(plecare LES 20kV spre statia Carbunesti) echipata cu separator de sarcina+întrerupator cu vid, celula masura si TSI, integrat SCADA	buc	2	407,790.98	815581.95	PL18
2	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport					
3	Dotari					
4	Active necorporale					
TOTAL					815581.95	

Proiectant,
ing. Rizescu Gheorghe


FORMULARUL F4

Obiectiv: OB.2. Montare PTAB 20/0,4kV proiectate

Sursa de finantare: fonduri proprii (beneficiar)

Proiectant,
S.C. ELPROCONS ELECTRIC SRL
J18/388/2014, RO 33457298
Varianta 2

LISTA

cu cantitățile de utilaje și echipamente tehnologice, inclusiv dotări și active necorporale

Nr. Crt.	Denumirea	U.M.	Cantitate	Pret Unitar lei/U.M.	Valoarea (exclusiv TVA) lei col.3 x col.4	Fisa tehnica atasata
0	1	2	3	4	5	6
1	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care necesită montaj a) Post de transformare 20/0,4kV, 1250kVA, echipat cu 2 celule de linie cu separator sarcina, celula trafo echipata cu separator de sarcina si intrerupator, trafo 1600kVA, infasurari Cu/Cu, TDRI 12 plecari si USOL 2000A debrosabil+12 USOL fixe pe plecari b) Post de transformare 20/0,4kV, 1600kVA, echipat cu 1 celula de linie cu separator sarcina, celula trafo echipata cu separator de sarcina si intrerupator, trafo 1600kVA, infasurari Cu/Cu, TDRI 14 plecari si USOL 2500A debrosabil	buc	12	359,264.53	4311174.36	PL19
2	Utilaje, echipamente tehnologice și funcționale care nu necesită montaj și echipamente de transport	buc	2	368,898.19	737796.39	PL17
3	Dotari					
4	Active necorporale					
TOTAL					5048970.74	

Proiectant,
ing. Rizescu Gheorghe



DECLARATIA PROIECTANTULUI

privind lucrarea 03/2021: „**Racordare la rețeaua electrica de distribuție a centralei fotovoltaice cu $P_i=15006kW$, localitatea Targu Carbunesti, sat Cojani, judetul Gorj**” - **faza studiu de solutie (SS).**

La întocmirea prezentei documentatii s-au respectat urmatoarele normative, standarde, fise tehnice:

- PE 003/79 - Nomenclator de verificari, incercari si probe privind montajul, punerea in functiune si darea in exploatare a instalatiilor energetice;
- PE 102/1986 - Normativ pentru proiectarea si executarea instalatiilor de conexiuni si distributie cu tensiuni pana la 1000Vc.a. in unitatile energetice (republicat in 1993);
- NTE 002/03/00 - Normativ de incercari si masuratori la echipamente si instalatii electrice;
- NTE 005/06/00 - Normativ privind metodele și elementele de calcul al siguranței în funcționare a instalațiilor energetice;
- NTE 007/08/00 – Normativ pentru proiectarea si executarea rețelelor de cabluri electrice;
- SR EN 50341-1:2013 – Linii electrice aeriene de tensiune alternativa mai mare de 1kV. Partea 1: Reguli generale. Specificații comune;
- SR EN 50341-2-24:2019 – Linii electrice aeriene de tensiune alternativa mai mare de 1kV;
- Norma tehnica privind delimitarea zonelor de protectie si siguranta a capacitatilor energetice, aprobata prin Ordinul ANRE nr. 239/20.12.2019, cu modificari si completari;
- Politica tehnica 4/2018, rev. 6 – Linii electrice subterane de medie tensiune – Distributie Energie Oltenia S.A.;
- Ordinul ANRE 208/2018 pentru aprobarea Normei tehnice privind cerințele tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru module generatoare, centrale formate din module generatoare și centrale formate din module generatoare offshore (situate în larg);
- Ordinul ANRE 51/2019 privind aprobarea Procedurii de notificare pentru racordarea unităților generatoare și de verificare a conformității unităților generatoare cu cerințele tehnice privind racordarea unităților generatoare la rețelele electrice de interes public.
- Ordinul ANRE 233/2019 privind aprobarea Metodologiei pentru schimbul de date între operatorul de transport și de sistem, operatorii de distribuție și utilizatorii de rețea semnificativi;
- Ordinul ANRE 79/2016 privind aprobarea clasificării unităților generatoare și a centralelor electrice;
- Ordinul ANRE nr. 11/2016 privind aprobarea Standardului de performanta pentru serviciul de distributie a energiei electrice;
- Ordinele ANRE 59/2013, 11/2014, 141/2014, 87/2014;
- Politica tehnica 5/2018, rev. 5 – Posturi de transformare MT/JT, Puncte de Alimentare si Puncte de Conexiuni MT – Distributie Energie Oltenia S.A.;
- Politica tehnica 8/2019, rev. 6 – Sistem SCADA – Distributie Energie Oltenia S.A.
- Politica tehnica 9/2020, rev. 16 – Statii de transformare 110/20(6)kV – Distributie Energie Oltenia S.A.
- Politica tehnica 10/2018, rev. 8 – Masurarea Energiei Electrice – Distributie Energie Oltenia S.A.
- Ghid pentru stabilirea solutiilor de racordare pentru noii utilizatori, rev. 10 - Distributie Energie Oltenia S.A.;
- Codul Tehnic al RET /Codului Tehnic al RED;
- ISPM -1/2007 –Instructiuni proprii de securitate a muncii – Distributie Energie Oltenia S.A.;
- Legea 319/2006 - Legea sanatatii si securitatii in munca;

- HG 300/2006 privind cerințele minime de securitate și sănătate pentru șantierele temporare;
- DGPSI 003/2001 - Dispozitii generale privind echiparea si dotarea constructiilor, instalatiilor cu mijloace tehnice de prevenire si stingere a incendiilor;
- DGPSI 005/2001 - Dispozitii generale privind organizarea activitatii de aparare impotriva incendiilor;
- OUG 195/2005 privind protectia mediului;
- Legea 107/ 1996 Legea apelor;
- STAS 4102-85 Piese pentru instalații de legare la pământ de protecție;
- SR CEI 60050-195:2006- Vocabular Electrotehnic Internațional. Partea 195: Legare la pământ și protecție împotriva șocurilor electrice;
- STAS 4102-85 Piese pentru instalații de legare la pământ de protecție;
- STAS 12604-2007 – Protecția împotriva electrocutărilor. Prescripții generale.
- STAS 12604/5-2007 - Protecția împotriva electrocutărilor. Instalații electrice fixe. Prescripții de proiectare, execuție și verificare.
- 1RE - Ip 30/04 - Indreptar de proiectare si executie a instalatiilor de legare la pamant;
- HGR 907/27.11.2016, privind etapele de elaborare și conținutul-cadru al documentațiilor tehnico-economice aferente obiectivelor/proiectelor de investiții finanțate din fonduri publice;
- Legea 307/2006 privind apararea impotriva incendiilor;
- Legea 123/2012 – Legea energiei electrice si a gazelor naturale;
- OUG 78/2000 privind regimul deșeurilor;
- HG 448/19.05.2005 privind deseurile de echipamente electrice si electronice;
- HG 1213/2006 privind procedura de evaluare a impactului asupra mediului;
- Legea 10/1995 – legea calitatii in constructii.

Beneficiarul, proiectantul si constructorul lucrarii vor respecta reglementarile mentionate mai sus.

Proiectantul Rizescu Gheorghe a elaborat documentatia in baza normativelor, proiectelor tip, circularelor aflate in vigoare la data intocmirii documentatiei si posedă adeverinta de electrician autorizat nr. 201910646/13.04.2019, gradul IVA+IVB, valabila pana la data de 13.04.2024, emisa de ANRE, iar datele prezentate in documentatia de proiectare coincid cu situatia din teren.

Proiectant,
ing. Rizescu Gheorghe



SUPORT TOPOGRAFIC

(metodologie de citire si interpretare a punctelor topografice din inventarul de coordonate)

O suprafata de teren este definita prin elementele sale topografice, adica prin conturul sau limitele suprafetei reprezentative, in interiorul careia se regasesc diferite detalii planimetrice si altimetrice ale terenului. Deoarece detaliile topografice ale terenului sunt compuse din elemente geometrice simple puncte, linii, planuri, care la randul lor sunt definite prin puncte, rezulta ca ridicarea in plan consta in alegerea in mod judicios a punctelor caracteristice atat ca numar cat si ca pozitie. Din punct de vedere planimetric si altimetric, punctele si liniile caracteristice ale detaliilor topografice sunt: un colt de parcela, o incrucisare de drumuri, punctele de schimbare de directie ale limitelor si traseelor rectilinii, schimbare si sfarsit de panta.

Pozitia planimetrica a punctelor topografice se determina intr-un plan orizontal prin coordonate rectangulare (X, Y) , iar pozitia altimetrica fata de o suprafata de referinta, prin cota Z .

Prin diferite metode si procedee, de masurari pe teren si apoi prin calcule sunt definite pozitiile punctelor topografice, iar prin ele detaliile caracteristice ale terenului ridicate in plan.

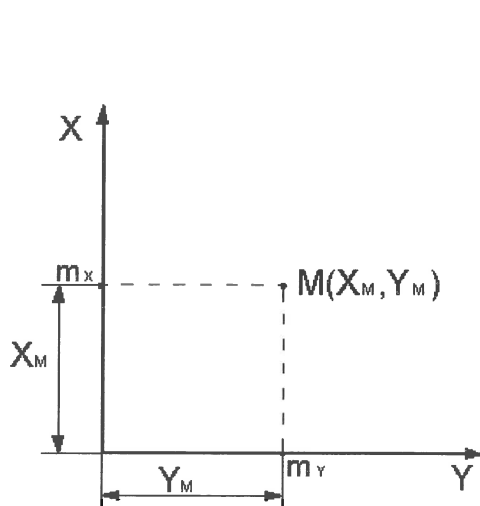
Sistemul de coordonate rectangulare este format din axele OX si OY , care in "proiectie stereografica 1970" pe plan secant unic, considera axa X -lor pe directia Nord-Sud, iar a Y -lor pe directia Vest-Est.

Pozitia planimetrica a unui punct M situat in planul axelor rectangulare OX si OY este determinat de abscisa $Y_M = O_{my}$ si ordonata $X_M = O_{mx}$, masurata in unitati metrice.

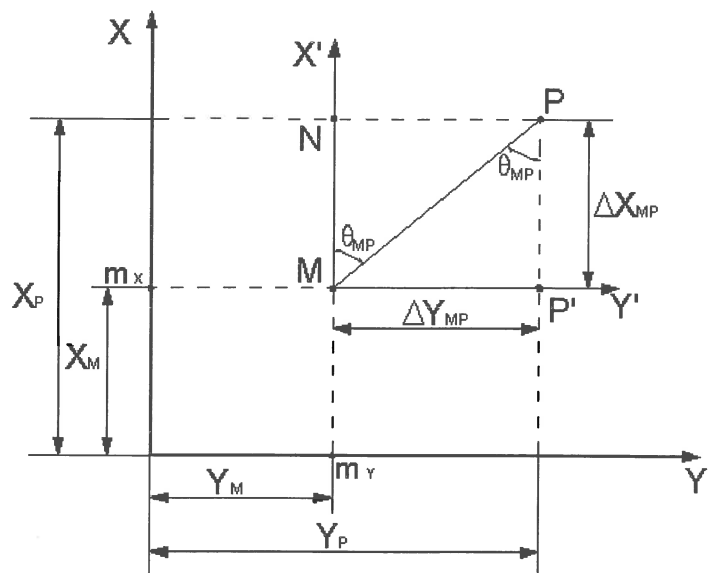
Pentru a determina pozitia planimetrica a unui punct P se masoara pe teren distanta d_{MP} si orientarea θ_{MP} cu ajutorul carora se calculeaza coordonatele rectangulare relative ΔX_{MP} si ΔY_{MP} , care definesc pozitia punctului P intr-un sistem de coordonate X', Y' care la randul sau este legat de sistemul XOY . Din triunghiul $MP'P$ rezulta : $X_{MP} = d_{MP} \cos \theta_{MP}$ si $Y_{MP} = d_{MP} \sin \theta_{MP}$.

Pozitia punctului P , fata de sistemul de axe rectangulare cu originea in O , este definita de valorile X_P si Y_P , denumite coordonate rectangulare absolute.

$$X_P = X_M + \Delta X_{MP} \text{ si } Y_P = Y_M + \Delta Y_{MP}$$



Sistem de coordonate
rectangular



Pozitia planimetrica a unui punct P prin
coordonate rectangulare relative si absolute

Axa Y corespunde cu linia ecuatorului, de la care inregistrarea valorilor se face spre Nord si Sud (reprezentand de fapt distantele in unitati metrice, de la ecuator); axa X este cu meridianul axial.

Suprafata de referinta. Alitudinile punctelor caracteristice ale terenului se definesc fata de o suprafata de referinta, astfel aleasa incat sa poata fi determinata prin masurari repetate si se pastreaza in timp.

Pentru Romania se executa intr-un sistem altimetric unic de referinta, numit sistem altimetric Marea Neagra.

Punctele de baza sunt puncte de triunghiulatie, geodezie, poligonometrie si de nivelment si se reprezinta prin mici figuri geometrice (triunghi, patrat, cerc).

Diviziunile coordonatelor rectangulare de pe chenar se continua in interiorul hartii printr-o retea de caroiaj, care serveste la determinarea coordonatelor rectangulare ale oricarui punct.

Planurile de situatie existenta si proiectata au fost elaborate in coordonate STEREO 70. Planurile de situatie contin limitele fizice ale imobilelor(terenurilor), drumurilor si constructiilor existente in zona analizata, limitele imobilelor inscrise la OCPI si au trasate retelele electrice existente si proiectate in zona studiata.

Proiectant,
Ing. Gheorghe Rizescu



PLAN DE SECURITATE ȘI SĂNĂTATE

Intocmit în baza HG nr. 300/2006 – privind cerințele minime de securitate și sănătate pentru șantierele temporare sau mobile

Lucrarea nr. 03/2021: „Racordare la rețeaua electrică de distribuție a centralei fotovoltaice cu $P_i=15006\text{kW}$, localitatea Targu Carbunesti, sat Cojani, județul Gorj” - faza studiu de soluție (SS).

1. INFORMATII DE ORDIN ADMINISTRATIV

1.1. Adresa șantierului: lucrarea se va executa pe domeniul public și privat intravilan al orașului Tg. Carbunesti, județul Gorj, conform planurilor de situație PL01, PL02, PL03 și PL04 atasate la documentație.

1.2. Beneficiarul lucrării: DISTRIBUTIE ENERGIE OLTENIA S.A. CRAIOVA/ S.C. SERG COMPANY S.R.L.TG. JIU.

1.3. Tipul lucrării: Lucrarile de racordare la rețeaua electrică e distribuție a centralei fotoelectrice amplasate în localitatea Tg. Carbunesti, sat Cojani, județul Gorj, sunt încadrate în poziția 4 din Anexa nr.2 – Lista neexhaustivă a lucrărilor care implică riscuri specifice pentru securitatea și sănătatea lucrătorilor din HG 300/2006/ - respectiv : Lucrări în apropierea liniilor electrice de înaltă tensiune.

1.4. Manager de proiect: S.C. SERG COMPANY S.R.L. Targu Jiu.

1.5. Proiectantul lucrării: S.C. Elprocons Electric SRL Targu Jiu.

1.6. Coordonator în materie de securitate și sănătate: Șeful de lucrare.

1.7. Data estimată a începerii lucrărilor: 01.12.2021.

1.8. Durata estimată a lucrărilor de execuție: 270 zile.

2. CERINȚE DE SECURITATE APLICABILE PE ȘANTIER :

- Legea securității și sănătății în muncă nr. 319/2006;
- Normele metodologice de aplicare a prevederilor Legii securității și sănătății în muncă nr. 319/2006;
- Hotărârea de Guvern nr. 1051/9.08.2006 privind cerințele minime de securitate pentru manipularea manuală a maselor care prezintă riscuri pentru lucrători, în special de afecțiuni dorsolombare;
- Hotărârea de Guvern nr. 1048/09.08.2006 privind cerințele minime de securitate pentru utilizarea de către lucrători a echipamentelor individuale de protecție la locul de muncă ;
- Hotărârea de Guvern nr. 971/26.07.2006 privind cerințele minime pentru semnalizarea de securitate și/sau sănătate la locul de muncă ;
- Hotărârea de Guvern nr. 300/02.03.2006 privind cerințele minime de securitate și sănătate pentru șantierele temporare sau mobile ;
- Hotărârea de Guvern nr. 1876/22.12.2005 privind cerințele minime de securitate și sănătate referitoare la expunerea lucrătorilor la riscurile generate de vibrații ;
- Hotărârea nr. 493/22.04.2005 privind cerințele minime de securitate și sănătate referitoare la expunerea lucrătorilor la riscurile generate de zgomot ;
- Hotărârea nr. 1091/2006 privind cerințele minime de securitate și sănătate pentru locul de muncă ;
- Hotărârea nr. 1146/2006 privind cerințele minime de securitate și sănătate pentru utilizarea în muncă de către lucrători a echipamentelor de muncă ;

- Hotărârea de Guvern nr. 1218/2006 privind cerințele minime de securitate și sănătate în muncă pentru asigurarea protecției lucrătorilor împotriva riscurilor legate de prezența agenților chimici.

Prevederile legislației se aplică cumulativ și au valabilitate națională, indiferent de forma de organizare sau proprietate în care se desfășoară activitatea pe care o reglementează.

Respectarea acestor norme nu absolvă persoanele juridice și persoanele fizice de răspundere pentru lipsa de prevedere și asigurare a oricăror altor măsuri de securitate și sănătate a muncii, adecvate condițiilor concrete de desfășurare a activității respective.

Lucrarile efectuate de catre personalul delegat aparținând unei unități de construcții-montaj specializate trebuie sa se execute pe bază de autorizație de lucru, proces-verbal sau ITI-PM, în conformitate cu convențiile de lucrări încheiate, urmate de programe de lucrări între unitatea de construcții-montaj și unitatea de exploatare, înainte de începerea lucrărilor. Aceste convenții trebuie să conțină:

- delimitările dintre instalațiile în care se va lucra și cele rămase sub tensiune;
- responsabilitățile privind măsurile de sănătate a muncii ;
- obligațiile gestionarului instalației de a instrui personalul delegat asupra condițiilor specifice de sănătate a muncii proprii instalației în care urmează a se executa lucrările;
- obligațiile reciproce la executarea lucrărilor;
- realizarea împrejmuirilor;
- respectarea zonei de lucru și când este cazul, condițiile de acces a personalului ;
- modul de lucru cu foc deschis ;
- depozitarea materialelor;
- programe de lucrări;
- alte prevederi.

3. MĂSURI GENERALE DE ORGANIZARE A ȘANTIERULUI

Organizarea șantierului se va executa la amplasamentul lucrării.

Se vor executa, dupa caz, următoarele amenajări de șantier :

- Amenajarea de depozite și subdepozite de materiale ; acestea se vor amenaja în apropierea șantierului, în locuri sau străzi cu circulație redusă ; depozitele vor fi împrejmuite cu panouri, pentru a nu dăuna aspectului străzilor ;
- Magazii mobile sau demontabile sau corturi pentru depozitarea materialelor care trebuie ferite de ploaie și umezeală;
- Magazii mobile sau demontabile sau lăzi speciale pentru depozitarea sculelor și a uneltelor;
- Panou pentru paza contra incendiilor;
- Zona de lucru se va delimita fizic prin îngrădiri sau marcaje.

Toate acestea vor fi amplasate în zone avizate de organele locale de resort.

Personalul lucrător se va deplasa zilnic la amplasamentul lucrării.

4. IDENTIFICAREA RISCURILOR ȘI DESCRIEREA LUCRĂRILOR CARE POT PREZENTA RISCURI PENTRU SĂNĂTATEA ȘI SECURITATEA LUCRĂTORILOR

Analiza proceselor tehnologice de execuție care pot afecta sănătatea și securitatea lucrătorilor și a celorlalți participanți la procesul de muncă pe șantier – identificarea riscurilor conform ANEXA 1.

5. MĂSURI SPECIFICE DE SECURITATE LA LOCUL DE MUNCĂ

Măsuri pentru asigurarea sănătății și securității lucrătorilor, specifice lucrărilor pe care antreprenorul/subantreprenorul le execută pe șantier, inclusiv masuri de protecție colectivă și măsuri de protecție individuală – măsuri de prevenire conform ANEXA 1.

Componenta sistemului de muncă	Factori de risc identificați	Măsuri de prevenire	Competențe / Răspundere
Mijloace de producție Utilaje, dispozitive, scule utilizate -automacara ; - tarnacoape, ciocane, lopeti, polidisc, bormasina	Factori de risc mecanic		
	Organe de masini în miscare : -bormasini -polidisc	Utilizarea de echipamente de muncă certificate și în buna stare de functionare	Lucrător
	Deplasari sub efectul gravitației Cadere prin alunecare sau rostogolire la manipularea și transportul stalpului, PTAB, tamburilor cu conductoare, cabluri si echipamentelor.	Instruirea salariatilor privind utilizarea acestora 1. Operatiile de incarcare-descarcare a reperelor grele se executa numai mecanizat, cu automacarale de tipul și cu capacitatea de ridicare corespunzatoare sarcinii maxime și care pot patrunde pana la locul respectiv. 2. Nici un muncitor nu are voie sa calatoreasca pe platforma autocamionului. 3. Legarea și fixarea sarcinilor de carligul macaralei sau de mecanismele de ridicat se pot executa numai de catre muncitori instruiti în acest scop. 4. Automacaraua trebuie calată corect, tălpile de calare trebuie sa se sprijine pe un teren sanatos, la nevoie se introduce sub talpi cupoane de traverse CF. 5. Este interzisa stationarea sau accesul oricarei persoane în zona de actionare a macaralei (sub sarcina manevrata). 6. Deplasarea se va face cu viteze inferioare.	Șef de lucrare
	Proiectare de corpuri: -spargere betoane -polizare metale, etc	Utilizarea de EIP pentru protejarea ochilor, capului și mainilor	Lucrător
	Suprafete taioase și intepatoare: -scule taioase si/sau ascutite	Utilizarea de EIP pentru protejarea mainilor	Lucrător
	Suprafete alunecoase: - teren umed	Instruirea lucrătorilor privind circulatia pe suprafetele alunecoase	Șef de lucrare
	- Vibratii excesive ale echipamentelor tehnice	Utilizarea de echipamente de muncă certificate și în stare buna de functionare. Instruirea salariatilor privind utilizarea acestora.	Lucrător
	Deplasari sub efectul propulsiei - prin balans a sarcinilor în bratul macaralei	Se vor evita socurile, balansarea sarcinii, ridicarea sarcinii dintr-o pozitie laterala. Ridicarea și coborarea sarcinii se vor face numai din motor. Manipularea tamburilor cu cabluri si echipamentelor se va face de catre echipe de muncitori special instruiti.	Șef de lucrare

	Factori de risc termic		
	- Contact accidental cu suprafețe supraincalzite în urma sudării	Utilizarea de EIP specifice (manusi). Instruirea lucrătorilor privind operațiile de sudură.	Lucrător
	- Contact direct cu suprafețe reci în timpul iernii	Utilizarea de EIP pentru sezonul rece.	Lucrător
	- Flama produsă de arc electric la : - sudare	Utilizarea de EIP specifice (masca, manusi).	Lucrător
		Instruirea lucrătorilor privind operațiile de sudură.	Șef de lucrare
Mijloace de producție	Factori de risc electric		
	- Electrocutarea prin atingere directă: - deteriorarea izolației echipamentelor electrice de muncă	Utilizarea de echipamente de muncă certificate și în stare bună de funcționare.	Lucrător
		Instruirea lucrătorilor privind utilizarea acestora.	Șef de lucrare
	- Electrocutarea prin atingere indirectă: - atingerea partilor din instalație / echipamente aflate accidental sub tensiune și neprotejate prin legare la nul	Verificarea lipsei de tensiune pe carcasele metalice ale echipamentelor care în condiții normale nu sunt sub tensiune.	Lucrător
		Utilizarea EIP electroizolante.	Lucrător
	- Risc de electrocutare prin lucrul în instalații electrice și în apropierea instalațiilor aflate sub tensiune	Nu se admite executarea de lucrări în vecinătatea (mai puțin de 12 m) sau peste linii de înaltă sau joasă tensiune existente decât după ce acestea au fost scoase de sub tensiune și puse (legate) la pământ. Lipsa tensiunii se constată cu indicatoare speciale de tensiune.	Lucrător
	Factori de risc chimic		
	- Substanțe inflamabile și toxice: vopsele, diluant	Instruirea lucrătorilor privind modul de manipulare, utilizare și depozitare	Șef de lucrare
	Actiuni gresite		
	- Cadere la același nivel prin dezechilibrare, alunecare, împiedicare	Pastrarea căilor de acces libere și a zonei de lucru	Șef de lucrare
	- Cadere la înălțime: lucrul pe scară/schela	Utilizarea sistemelor pentru lucrul la înălțime adecvate lucrărilor de executat	Lucrător
Executant	Risc de cadere în șanțul sau groapa de fundație sapate deschise, nesemnificate	Este interzisă lăsarea gropilor deschise și nesupravegheate, ele vor fi acoperite cu capace pentru prevenirea accidentelor și vor fi semnificate cu bandă galbenă inscripționată special.	Diriginte de șantier
	Nesincronizări ale comunicațiilor între Șeful de echipă și macaragiu, sau între Șeful de echipă și membrii formației de lucru	Manevrele macaralei se vor executa numai la semnificarea Șefului de echipă, după un cod stabilit de comun acord și cunoscut de toată echipa.	Șef de lucrare

Executant	Deplasari, stationari în zone periculoase -sub bratul macaralei, în timpul functionarii; -pe platforma transportului cu tamburi, în timpul transportului; -stationarea sau trecerea muncitorilor pe sub tamburi sau în perimetrul de cadere accidentala a bratului macaralei.	Este interzisa stationarea sau accesul muncitorilor în zona de actionare a macaralei. Se va asigura gabaritul de libera trecere în jurul macaralei, pentru a permite o manevrare nestingherita. In timpul transportului muncitorii care intotesc transportul nu au voie sa calatoreasca pe platforma cu tamburi cu cabluri sau echipamente. Echipa va sta numai în cabina special amenajata.	Lucrător
	Omissiuni		
	Neutilizarea si/sau utilizarea incomplete a mijloacelor de protectie	Instruirea lucrătorilor privind utilizarea EIP din dotare și necesarul de dotare cu EIP specific lucrărilor de catre executant.	Şef de lucrare
		Verificarea periodica a existentei și utilizatorii EIP din dotarea lucrătorilor.	Şef de lucrare
Sarcina de muncă	Continut necorespunzator al sarcinii de muncă în raport cu cerințele de securitate		
	-Executarea de lucrări în afara sarcinii de muncă și cu incalcari ale cerințelor de securitate	Instruirea lucrătorilor privind continutul lucrărilor și a cerințelor minime de securitate ce trebuie respectate	Şef de lucrare
	-Neverificarea periodica a echipamentului individual de protectie	Instruirea lucrătorilor privind utilizarea EIP din dotare .	Şef de lucrare
	Sarcina sub / supradimensionata în raport cu capacitatea executantului		
	-Ritm mare de muncă, decizii dificile în timp scurt	Planificarea corespunzatoare a activitatilor și operatiilor de executat.	Diriginte de şantier
	-Pozitii de lucru fortate sau vicioase (lucrul în spatii inguste)	Planificarea operatiilor și a timpului de executie în concordanta cu dificultatea lucrării.	Şef de lucrare
	Solicitare fizica – manipulare sarcina manuala	Manipularea sarcinii de catre mai multi muncitori, cu o distanta de max.15-20 m între 2 muncitori La manipularea manuala a cablurilor, conductoarelor, numarul.de muncitori trebuie sa fie astfel ales incat fiecaruia sa-i revina o parte din conductoare cu greutatea de cel mult 25 kg. Instruirea lucrătorilor privind manipularea maselor și utilizarea dispozitivelor de ridicat.	Şef de lucrare
Mediul de muncă	Factori de risc fizic		
		Utilizarea de EIP specifice sezonului	Lucrător
	-Temperaturi ridicate vara și scazute iarna	Desfasurarea cablurilor de pe tambur este permisa numai în conditiile în care temperatura mediului este superioara limitelor minime indicate de fabricant	Şef de lucrare

		Acordarea de lichide lucrătorilor corespunzător sezonului (apa minerală, ceai fierbinte)	Diriginte de șantier
	-Zgomot	Utilizarea de EIP specifice în cazul depășirii limitei maxime admisibile	Șef de lucrare
	-Iluminat insuficient	Asigurarea unui iluminat corespunzător prin utilizarea unor surse de iluminat artificiale suplimentare	Șef de lucrare
	-Pulberi / praf	Utilizarea de EIP specifice (masca praf, etc)	Lucrător
		Ventilarea zonei de lucru	Șef de lucrare
	Caracterul special a solului la executia santului de pozare a cablurilor: - pericol de surpare a pamantului	În teren slab, care prezinta pericol de surpare, peretii gropilor pentru fundații la stalpi si santurilor pentru liniile electrice subterane vor fi consolidate eficient. Se va acorda o atentie deosebita sigurantei consolidarilor, în gropile în care apar ape freatice.	Șef de lucrare

6. MASURI SPECIFICE DE PROTECTIA MUNCII

Hotărâre nr. 1146/30.08.2006 privind cerințele minime de securitate și sănătate pentru utilizarea în muncă de către lucrători a echipamentelor de muncă (extras):

În cazul instalațiilor sau echipamentelor de muncă electrice la care se execută lucrări cu scoaterea de sub tensiune, trebuie să fie scoase de sub tensiune următoarele elemente:

- părțile active aflate sub tensiune, la care urmează a se lucra;
- părțile active aflate sub tensiune la care nu se lucrează, dar se găsesc la o distanță mai mică decât limita admisă la care se pot apropia persoanele sau obiectele de lucru (utilaje, unelte etc.), indicată în documentația tehnică specifică;
- părțile active aflate sub tensiune ale instalațiilor situate la o distanță mai mare decât limita admisă, dar care, datorită lucrărilor care se execută în apropiere, trebuie scoase de sub tensiune.

În cazul lucrărilor cu scoatere de sub tensiune este necesară legarea la pământ și în scurtcircuit a conductoarelor de fază, inclusiv pe conductorul de nul în cazul liniilor electrice, operație care trebuie să se execute imediat după verificarea lipsei de tensiune.

În cazul instalațiilor sau echipamentelor de muncă electrice la care se execută lucrări cu scoatere de sub tensiune sau fără scoatere de sub tensiune, trebuie să se utilizeze mijloace de protecție electroizolante.

La lucrul în instalațiile de joasă tensiune trebuie să fie utilizate mijloace individuale de protecție electroizolante, care constituie singura măsură tehnică de protecție, cumulate cu măsurile organizatorice.

La lucrul în instalațiile de înaltă tensiune trebuie să fie utilizate mijloace individuale de protecție electroizolante, cumulate cu alte mijloace de protecție.

Lucrările fără scoatere de sub tensiune a instalațiilor și a echipamentelor electrice trebuie să fie executate de către personal autorizat pentru lucrul sub tensiune.

Instalațiile sau locurile unde există sau se exploatează echipamente electrice trebuie să fie dotate, în funcție de lucrările și condițiile de exploatare, cu următoarele categorii de mijloace de protecție:

- mijloace de protecție care au drept scop protejarea omului prin izolarea acestuia față de elementele aflate sub tensiune sau față de pământ, respectiv prăjini electroizolante pentru acționarea separatoarelor, manipularea indicatoarelor mobile de tensiune, montarea scurtcircuitoarelor etc., scule cu mânere electroizolante, covoare și platforme electroizolante, mănuși și încălțăminte electroizolante etc.;
- detectoare mobile de tensiune, cu ajutorul cărora se verifică prezența sau lipsa tensiunii;
- garnituri mobile de legare la pământ și în scurtcircuit;
- panouri, paravane, împrejmuiri (îngrădiri);
- panouri de semnalizare.

Instalațiile sau echipamentele de muncă electrice trebuie să fie exploatate, întreținute, reglate, reparate și puse sub tensiune numai de către personal calificat în meseria de electrician autorizat din punctul de vedere al securității muncii. Autorizarea personalului pentru lucru la instalațiile tehnice electrice în activitățile de exploatare, întreținere și reparații trebuie să se realizeze, conform regulamentului pentru autorizarea electricienilor din punctul de vedere al securității muncii, pe bază de examen medical, psihologic și test de verificare a cunoștințelor profesionale, de securitate și sănătate în muncă și de acordare a primului ajutor.

7. AMENAJAREA ȘI ORGANIZAREA ȘANTIERULUI

Organizarea locurilor de muncă cuprinde toate măsurile ce trebuie luate la locurile de muncă, astfel ca fiecare echipa sau formația de lucru să-și poată realiza sarcinile în termen și în cele mai bune condiții de calitate.

Sarcina organizării locului de muncă revine responsabilului de lucrare, căruia îi revin următoarele responsabilități:

- să asigure alegerea și pregătirea din timp a celor mai potrivite scule și unelte de lucru;
- să asigure și să adopte cele mai indicate metode de lucru, ținând seama de felul lucrărilor ce trebuie executate și mai ales, de condițiile de lucru specifice fiecărei lucrări;
- să asigure repartizarea corespunzătoare a oamenilor, a sculelor și a utilajelor la locurile de muncă;
- să asigure defalcarea volumului de lucrări de executat pe echipe și pe oameni astfel încât fiecare să știe precis sarcinile ce îi revin;
- să asigure cunoașterea tehnologiei de execuție a lucrărilor, prin prelucrarea fișelor tehnologice înainte de începerea lucrărilor;
- să organizeze aprovizionarea și transporturile de materiale în bune condiții, astfel încât să se asigure executarea lucrărilor de bază la termen și în cele mai bune condiții tehnice și economice;
- pe șantier se vor folosi obligatoriu casti de protecție.

8. ORGANIZAREA CIRCULAȚIEI RUTIERE ȘI A PIETONILOR ÎN ZONA ȘANTIERULUI

Lucrările pentru plantarea stălpilor, montarea PTAB-urilor, PC-urilor 20kV, executarea de fundații, cuve și cai de rulare trafo în stația Tg Carbușești, montarea echipamentelor, montarea consolelor, izolatoarelor, conductoarelor, efectuarea săpăturilor, instalarea cablurilor și conductoarelor, readucerea terenului la forma inițială se execută, aproape în toate cazurile, fără să se oprească circulația rutieră și a pietonilor.

Pentru a reduce la minimum influența lucrărilor asupra circulației rutiere și a pietonilor în zona de lucru, pe lângă aprobarea unor măsuri de către serviciul circulației, este necesar să se respecte și următoarele măsuri organizatorice și de dirijare a circulației:

- executarea traversărilor se realizează cu oprirea circulației;
- executarea lucrărilor la lucrările cu volum mare să se facă pe tronșoane, egale de obicei cu lungimea conductoarelor de pe tambur;
- extremitățile și intersecțiile traseului (zonei de lucru) vor fi marcate cu plăci avertizoare și panouri indicatoare, iar pe timpul nopții și cu felinare roșii;
- în locurile de circulație a pietonilor este necesar ca santurile să fie traversate cu podete speciale;
- se va abate o parte a circulației pe drumuri ocolite, cu aprobarea serviciului circulației;
- în cazurile în care este necesară o restricție de circulație, se va dirija circulația autovehiculelor pe alte trasee, montându-se indicatoarele de circulație necesare, dar numai după aprobarea serviciului de circulație;
- se vor stabili cele mai potrivite drumuri de acces pentru transportul materialelor și în special al stălpilor și tamburilor de cabluri, conductoare.

9. MASURI DE COORDONARE STABILITE DE RESPONSABILUL DE LUCRARE

Înainte de începerea lucrărilor, Șeful de lucrare trebuie să asigure pregătirea lucrărilor cu documentația tehnică necesară și anume: proiect, desene de execuție, devize, condiții tehnice de execuție, prescripții tehnice, fișe tehnologice, instrucțiuni de lucru, buletine de calitate (probe

și verificări) pentru cabluri, conductoare, accesorii și celelalte materiale sau echipamente care intră în lucrare.

În vederea pregătirii execuției lucrărilor și a organizării șantierului, constructorul are următoarele sarcini:

- studiază amănunțit traseul și îl confruntă cu planurile din proiect pentru a cunoaște natura terenului, eventualele obstacole, neconcordanțele între traseu și proiect, propunând eventualele modificări de traseu;

- verifică locurile pentru depozitarea materialelor, sculelor și utilajelor pentru lucrările necesare șantierului;

- finalizează proiectul de organizare de șantier.

10. MASURI GENERALE PENTRU MENTINEREA ȘANTIERULUI ÎN STARE DE CURATENIE

Deșeurile rezultate se vor prelua de către constructor urmându-se a se trata conform prevederilor legislative enumerate mai sus, precum și a cerințelor beneficiarului de lucrare referitor la protecția mediului.

Constructorul are obligația de a reda terenul în starea și condițiile inițiale.

Punerea în funcțiune a instalațiilor electrice proiectate este condiționată de prezentarea de către constructor a documentelor prin care se atestă că deșeurile nevalorificabile au fost depozitate definitiv într-un spațiu autorizat sau predate la beneficiar.

11. INDICAȚII PRACTICE PRIVIND ACORDAREA PRIMULUI AJUTOR

Personalul va fi instruit periodic pentru acordarea primului ajutor pentru accidentele specifice activității desfășurate: traumatisme, arsuri, electrocutare.

12. MODALITĂȚI DE COLABORARE ÎNTRE ANTREPRENORI, SUBANTREPRENORI ȘI LUCRĂTORII INDEPENDENȚI PRIVIND SECURITATEA ȘI SĂNĂTATEA ÎN MUNCĂ.

Se vor respecta reglementările în vigoare.

13. MĂSURI A.I.I.

Proiectarea instalațiilor s-a făcut în conformitate cu prevederile normativelor PSI în vigoare, specifice ramurii energiei electrice și termice :

- Ordinul Ministerului Administrației și Internelor nr. 163/28.02.2007 pentru aprobarea *Normelor generale de apărare împotriva incendiilor*;
- Legea nr. 307/12.07.2006 privind *apărarea împotriva incendiilor, republicată*;
- *PE 003/ 79* - Nomenclator de verificări, încercări și probe privind montajul, punerea în funcțiune și darea în exploatare a instalațiilor energetice;
- NTE 003/04/00 – Normativ pentru construcția liniilor electrice aeriene de energie electrică cu tensiuni peste 1000 V (LEA 20kV existente);
- NTE 007/08/00 – Normativ pentru proiectarea și executarea rețelelor de cabluri electrice;
- SR EN 50341-1:2013 – Linii electrice aeriene de tensiune alternativă mai mare de 1kV. Partea 1: Reguli generale. Specificații comune;
- SR EN 50341-2-24:2019 – Linii electrice aeriene de tensiune alternativă mai mare de 1kV;
- Norma tehnică privind delimitarea zonelor de protecție și siguranța a capacităților energetice, aprobată prin Ordinul ANRE nr. 239/20.12.2019, cu modificările și completările ulterioare;
- Politica tehnică 4/2018, rev. 6 – Linii electrice subterane de medie tensiune – Distribuție Energie Oltenia S.A.;
- Politica tehnică 5/2018, rev. 5 – Posturi de transformare MT/JT, Puncte de Alimentare și Puncte de Conexiuni MT – Distribuție Energie Oltenia S.A.;
- Politica tehnică 8/2019, rev. 6 – Sistem SCADA – Distribuție Energie Oltenia S.A.
- Politica tehnică 9/2020, rev. 16 – Stații de transformare 110/20(6)kV – Distribuție Energie Oltenia S.A.;
- Politica tehnică 10/2018, rev. 8 – Măsurarea Energiei Electrice – Distribuție Energie Oltenia S.A.;

- Ghid pentru stabilirea soluțiilor de racordare pentru noii utilizatori, rev. 10 - Distribuție Energie Oltenia S.A.;
- Codul Tehnic al RET /Codului Tehnic al RED;
- Ordinul ANRE 208/2018 pentru aprobarea Normei tehnice privind cerințele tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru module generatoare, centrale formate din module generatoare și centrale formate din module generatoare offshore (situate în larg);
- Ordinul ANRE 51/2019 privind aprobarea Procedurii de notificare pentru racordarea unităților generatoare și de verificare a conformității unităților generatoare cu cerințele tehnice privind racordarea unităților generatoare la rețelele electrice de interes public.

Pentru evitarea incendiilor se vor asigura distanțele minime de apropiere între instalațiile proiectate și construcțiile și imobilele din apropiere. Principala măsură luată este respectarea distanțelor minime de apropiere, în plan orizontal și vertical, între instalațiile proiectate și instalațiile și construcțiile existente și proiectate.

14. DIVERSE

Beneficiarul, proiectantul și executantul lucrării vor urmări modul de respectare a prevederilor proiectului. Data începerii lucrărilor va fi anunțată tuturor unităților care vor emite avize, acorduri și autorizația de construire. Lucrările proiectate se vor executa numai după elaborarea proiectului tehnic de execuție, obținerea certificatului de urbanism, a tuturor avizelor și autorizației de construire, întocmirea și semnarea contractului de execuție cu firme autorizate ANRE, avizarea și semnarea „Convenției de lucrări” și aprobarea „Programului de lucrări” de către operatorul de distribuție (OD) concesionar. Lucrările se vor executa numai în baza unui program de lucrări aprobat de OD, cu admiterea la lucru de către personalul acestuia, cu instalațiile scoase de sub tensiune și legate la pământ și respectarea Instrucțiunilor proprii de securitate a muncii ISPM -1/2007 ale Distribuție Energie Oltenia S.A.

Întocmit,
Ing. Rizescu Gheorghe



Verificat,
Ing. Rizescu Ana-Gabriela





PLAN DE MASURI PENTRU PROTECȚIA MEDIULUI

În vederea executării lucrărilor de construcții în condiții de protecție a mediului înconjurător, executantul lucrării are obligația de a cunoaște și aplica legislația și reglementările specifice cu referire la:

- Legea nr. 211/2011 privind regimul deșeurilor,
- HGR nr. 1037/2010 – privind Deșeurile de echipamente electrice și electronice (DEEE), care abroga HG 448/2005;
- Ordin MMP nr. 135/2010 privind aprobarea metodologiei de aplicare a evaluării impactului asupra mediului pentru proiecte publice și private care abroga Ordin nr. 860/2002 pentru aprobarea Procedurii de evaluare a impactului asupra mediului și de emitere a acordului de mediu;
- Legea 265/2006 – Legea protecției mediului.

Ca urmare a aplicării legislației și reglementărilor de mediu, constructorul va lua toate măsurile necesare de protecție a factorilor de mediu.

Executantul va respecta cerințele impuse prin standardul de referință SR EN ISO 14001:2005 (sistemul de management de mediu. Cerințe cu ghid de utilizare), încadrându-se în sistemul de management integrat calitate-mediu-securitate și sănătate în muncă, implementat.

Materialele și echipamentele pentru realizarea lucrării de execuție nu au impact asupra mediului, pe toată durata de viață a acestora.

Materialele și sculele folosite după terminarea lucrărilor se adună și se transportă la sediul executantului, respectând condițiile autorizației de construire. Prin lucrările prevăzute, factorii de mediu nu sunt afectați și nu se impun lucrări de reconstrucție ecologică, deci nu necesită un studiu de impact asupra mediului.

1. Protecția calității apelor

Lucrările proiectate nu necesită execuția de rețele de alimentare cu apă, canalizare, epurare sau evacuări de ape uzate. De asemenea nu sunt afectate stabilitatea și funcționalitatea lucrărilor hidrotehnice, precum și curgerea normală a apelor de suprafață.

Se interzice deversarea de către constructor, în apele de suprafață a substanțelor periculoase (combustibili, uleiuri, vopsele etc.).

2. Protecția solului și subsolului

Lucrările de săpătură impactează local solul și subsolul, pe perioada executării lucrărilor. Pământul rezultat din săpătură se va depozita la un punct de depozitare avizat de Primăria aferentă, accesul utilajelor în zonă făcându-se pe drumurile de acces existente. Materialele necesare realizării lucrării se vor depozita în locurile marcate, după terminarea lucrărilor se vor elibera suprafețele ocupate. Executantul are obligația aducerii terenului afectat de săpătură, la starea inițială, după terminarea lucrărilor.

Lucrările de construcție și organizare de șantier se vor executa cu afectarea unei suprafețe minime de teren.

Se interzice deversarea pe sol a substanțelor periculoase (combustibili, uleiuri, vopsele etc.).



3. Protecția așezărilor umane și a altor obiective de interes public

În timpul execuției lucrărilor, constructorul va soluționa reclamațiile și sesizările apărute din propria vină și datorită nerespectării legislației și reglementărilor de mediu mai sus amintite.

Constructorul va avea în vedere ca execuția lucrărilor să nu creeze blocaje ale căilor de acces particulare sau ale căilor rutiere învecinate amplasamentului lucrării.

La terminarea lucrărilor, suprafețele de teren ocupate temporar vor fi redată prin refacerea acestora în circuitul funcțional inițial. Constructorul are obligația de a preda amplasamentul către beneficiar, liber de reclamații sau sesizări.

4. Gospodărirea substanțelor toxice și periculoase

Nu este cazul.

5. Protecția calității aerului

Utilajele și mijloacele de transport folosite la executarea lucrărilor trebuie să corespundă din punct de vedere tehnic, pentru a evita poluarea mediului cu noxe rezultate din combustie.

6. Protecția împotriva zgomotului și vibrațiilor

Mașinile și utilajele folosite la executarea lucrărilor trebuie să corespundă cerințelor tehnice de nivel acustic.

La executarea lucrărilor de construcții montaj, utilajele specifice transportului materialelor pentru realizarea liniilor electrice nu stăionează mult timp în zona, doar pentru descărcatul materialelor, funcționarea lor în această perioadă nu daunează zonei. Combustibilul folosit nu se scurge sau depune pe sol și nu deteriorează zona. Lucrările se vor executa în timpul zilei și se va respecta programul de liniște, între orele 22⁰⁰ – 8⁰⁰.

Situațiile speciale, incidentele tehnice și accidentele de mediu care pot determina impact semnificativ asupra mediului înconjurător, periclitanți calitatea acestuia, vor fi comunicate, în timp util, la beneficiar.

Având în vedere aspectele de mediu care pot apărea cu ocazia executării și exploatării lucrărilor proiectate, nu se impune monitorizarea factorilor de mediu.

7. Protecția împotriva radiațiilor

Instalațiile nu produc radiații poluante pentru mediul înconjurător, oameni sau animale. Radiațiile electromagnetice produse de instalație nu au un nivel semnificativ de impact asupra mediului.

8. Gospodărirea deșeurilor

La finalizarea lucrării, atunci când rezultă deșuri recuperabile și valorificabile, inclusiv materiale reutilizabile, acestea sunt preluate pe baza de proces verbal de predare-primire cu clientul.

Pentru deșeurile reciclabile, executantul răspunde de colectarea, transportul, depozitarea acestora conform reglementărilor în vigoare. Valorificarea acestora se face de către beneficiar prin firme autorizate conform legislației în vigoare.



SC ELPROCONS ELECTRIC SRL TÂRGU JIU

J18/388/2014, CUI: RO33457298

Telefon: 0730 280 623, e-mail: elprocons.electric@yahoo.ro

Cont IBAN: RO02 RZBR 0000 0600 1700 8337



Atestat ANRE E1 nr. 15113/09.09.2019

Raiffeisen BANK - Agentia Gorj

MANAGEMENT SYSTEM

CERTIFIED



ISO 9001 ISO 14001

Deseurile nevalorificabile in functie de proprietatile lor vor fi transportate si depozitate la rampe speciale (locuri stabilite de autoritatile publice locale) de deseuri, in functie de gradul de pericolozitate

Tipurile de deșeu rezultate din execuția lucrărilor de construcții sunt menționate în tabelul de mai jos.

Denumire deșeu	Cod deșeu	Eliminarea/Valorificarea deșeului
Amestecuri de beton, caramizi, tigle si materiale ceramice, altele decât cele specificate la 17 01	17 01 07	Eliminare/valorificare prin societăți autorizate tip REMAT
Pământ și pietre	17.05.04	Imprastiere si nivelare locala, în zonele cu spatii verzi, eliminare surplusului la groapa de gunoi a localitatii, sau in alte locuri stabilite de comun acord cu Primaria

Constructorul asigură:

- Colectarea selectivă a deșeurilor rezultate în urma lucrărilor de construcții;
- Depozitarea temporară corespunzătoare a fiecărui tip de deșeu rezultat (depozitare în recipiente etanși, cutii metalice/PVC, butoaie metalice/PVC etc.);
- Efectuarea transportului deșeurilor în condiții de siguranță la agenții economici specializați în valorificarea deșeurilor, nominalizati de catre beneficiar sau la locul de depozitare indicat de beneficiar.

Este interzisă arderea/neutralizarea și abandonarea deșeurilor în instalații, respectiv locuri neautorizate acestui scop.

9. Lucrari de reconstrucție ecologica

Zonele afectate se vor elibera de toate resturile rezultate si se va reface stratul vegetal in zonele unde acesta a fost afectat.

Pe toata durata de executie a lucrarilor, materialele folosite vor fi depozitate in locuri special amenajate, astfel incat influentele asupra mediului sa fie minime, iar la terminarea lucrarilor terenul se va curata si amenaja, aducandu-se la starea initiala.

ANEXE

1. Chestionar de mediu.
2. Lista de verificari pentru identificarea aspectelor de mediu si evaluarea impacturilor asociate acestora
3. Planul de management de mediu

Proiectant,
Ing. Rizescu Gheorghe



SC ELPROCONS ELECTRIC SRL TÂRGU JIU

J18/388/2014, CUI: RO33457298

Telefon: 0730 280 623, e-mail: elprocons.electric@yahoo.ro

Cont IBAN: RO02 RZBR 0000 0600 1700 8337



Atestat ANRE E1 nr.15113/09.09.2019

Raiffeisen BANK - Agentia Gorj

MANAGEMENT SYSTEM

CERTIFIED



ISO 9001 ISO 14001

CHESTIONAR DE MEDIU

Caracteristicile proiectului		
Întrebări	Da/Nu/ /NC	Este posibil ca efectul să fie semnificativ? De ce?
Întrebare – Proiectul va implica una din următoarele acțiuni, care vor crea schimbări în zonă ca rezultat al naturii, mărimii, formei sau scopului noii investiții ?		
Schimbare permanentă sau temporară a folosinței terenului, modului de acoperire sau topografiei, inclusiv creșterea gradului de folosire a terenului ?	Da	Nu
Eliberarea terenului existent de vegetație și clădiri ?	NC	Nu
Noi folosințe a terenului ?	Da	Nu
Investigații preliminare fazei de construcție (ex. teste de sol, foraje) ?	Nu	Nu
Lucrări de construcții ?	Da	Nu
Amplasamente temporare folosite pentru lucrările de construcții sau locuințe pentru constructori ?	Nu	Nu
Construcții pentru depozitarea mărfurilor și materialelor ?	Nu	Nu
Linii de transport electric sau conducte, noi sau modificate ?	Da	Nu
Traversări de râuri ?	Nu	Nu
Transport de persoane sau materiale necesare în timpul fazelor de construcție, funcționare sau dezafectare ?	Da	Nu
Activități care continuă pe parcursul scoaterii din funcțiune și care pot avea un impact asupra mediului ?	Nu	Nu
Întrebare – Proiectul va folosi una din următoarele resurse naturale, sau orice alte resurse care sunt neregenerabile sau există în cantitate mică ?		
Terenuri, în special terenuri aflate în stare naturală (virgine) sau terenuri agricole?	Nu	Nu
Energie, inclusiv electricitate și combustibili ?	Da	Nu
Întrebare – Proiectul presupune folosirea, depozitarea, transportul, manevrarea sau producerea de substanțe sau materiale care pot fi dăunătoare sănătății populației sau mediului, sau care pot spori temerile ca proiectul ar avea un risc pentru sănătatea populației ?		
Proiectul implică folosirea de substanțe sau materiale care sunt riscante sau toxice pentru sănătatea populației sau pentru mediu (floră, faună, alimentări cu apă) ?	Nu	Nu
Proiectul va afecta bunăstarea populației (ex. prin schimbarea condițiilor de viață) ?	Da	Nu
Întrebare – Proiectul va produce deșeuri solide în timpul construirii, funcționării sau încetării activității?		
Deșeuri periculoase sau toxice (inclusiv deșeuri radioactive) ?	Nu	Nu
Alte deșeuri din procese industriale ?	Da	Nu
Mașini sau echipamente care nu mai sunt utilizate ?	Nu	Nu
Întrebare – Proiectul va avea ca efect emiterea în aer de poluanți sau orice alte substanțe periculoase, toxice sau nocive ?		
Emisii din procesele de producție ?	Nu	Nu
Emisii de la manevrarea materialelor, inclusiv depozitarea sau transportul acestora ?	Da	Nu. Noxe nesemnificative datorita transportului auto
Emisii din orice alte surse ?	Nu	Nu
Întrebare - Proiectul va cauza zgomote și vibrații sau va avea ca efect radiație luminoasă, termică sau alte forme de radiații electromagnetice ?		
Din exploatarea echipamentelor ca de ex. motoare, instalații tehnice de ventilare, concasoare?	NC	Nu
Din construcții sau demolări ?	Nu	Nu
Din explozii sau folosirea acumulatorilor electrici	NC	Nu



SC ELPROCONS ELECTRIC SRL TÂRGU JIU

J18/388/2014, CUI: RO33457298

Telefon: 0730 280 623, e-mail: elprocons.electric@yahoo.ro

Cont IBAN: RO02 RZBR 0000 0600 1700 8337



Atestat ANRE E1 nr.15113/09.09.2019

Raiffeisen BANK - Agentia Gorj

MANAGEMENT SYSTEM

CERTIFIED



ISO 9001 ISO 14001

Din traficul generat de lucrările de construcție ?	Nu	Nu
Din sisteme de iluminare sau răcire ?	Nu	Nu
Din surse de radiații electromagnetice (considerând efectele asupra populației sau asupra eventualelor echipamente sensibile aflate în apropiere)	Nu	Nu
Din orice alte surse ?	NC	Nu
Întrebare – Proiectul va conduce la riscul de contaminare a solului sau apei prin emisiile de poluanți pe terenuri sau în ape de suprafață, ape subterane, ape de coastă sau ape marine ?		
Din manevrarea, depozitarea sau deversarea de materiale periculoase sau toxice ?	Nu	Nu
Întrebare – Există riscul ca, în timpul construirii sau funcționării proiectului, să se producă accidente care pot afecta sănătatea populației ?		
Din explozii, deversări, incendii, etc., depozitarea, manipularea, folosirea sau producerea de substanțe periculoase sau toxice ?	Nu	Nu
Din evenimente care se situează în afara condițiilor normale ale protecției mediului (ex. avariarea sistemelor pentru controlul poluării) ?	Nu	Nu
Proiectul poate fi afectat de dezastre naturale care conduc la pagube pentru mediu (ex. inundații, cutremure, alunecări de teren, etc.) ?	Nu	Nu
Întrebare – Există alți factori care pot fi luați în considerare ?		
Ca urmare a proiectului, vor fi imperios necesare dezvoltări ulterioare care ar putea avea un impact semnificativ asupra mediului, ca de ex. mai multe locuințe, drumuri noi, unități industriale suport sau utilități noi, etc.) ?	Nu	Nu
Proiectul va conduce la dezvoltarea utilităților suport, dezvoltarea industriilor auxiliare sau alte dezvoltări care ar putea avea un impact asupra mediului, ex.: <ul style="list-style-type: none">- Infrastructura suport (drumuri, alimentare cu energie, tratarea deșeurilor sau apei uzate etc.) ?- Dezvoltarea locuințelor ?- Industria extractivă ?- Industria pentru furnizarea materiilor prime ?- Altele ?	Da	Productie de energie electrica din surse regenerabile
Proiectul ar putea limita modul de folosire ulterioară a amplasamentului astfel încât să existe un impact semnificativ asupra mediului ?	Nu	Nu
Proiectul va constitui un precedent pentru o dezvoltare viitoare ?	Da	Nu

Proiectant,
Ing. Rizescu Gheorghe



Atestat ANRE E1 nr. 15113/09.09.2019

SC ELPROCONS ELECTRIC SRL TÂRGU JIU

J18/388/2014, CUI: RO33457298

Telefon: 0730 280 623, e-mail: elprocons.electric@yahoo.ro

Cont IBAN: RO02 RZBR 0000 0600 1700 8337

Raiffeisen BANK - Agentia Gorj

MANAGEMENT SYSTEM
CERTIFIED



ISO 9001 ISO 14001

ANEXA 1

LISTA DE VERIFICARI pentru identificarea aspectelor de mediu si evaluarea impacturilor asociate acestora

1. ETAPA DE REALIZARE A LUCRARII	Aspect de mediu	Impact de mediu	Evaluare impact de mediu			
			Frecventa de aparitie (F)	Gravitate impact (G)	Extindere si tinere sub control (E)	Valoare impact (V) V=FxGxE
1. ETAPA DE REALIZARE A LUCRARII	Lucrari privind: <input type="checkbox"/> Organizarea de santier; <input checked="" type="checkbox"/> Nu este cazul;	<input type="checkbox"/> Poluare sol;				
		<input type="checkbox"/> Poluare subsol;				
		<input type="checkbox"/> Poluare apa;				
		<input type="checkbox"/> Poluare aer;				
		<input type="checkbox"/> Vegetatie si ecosisteme;				
		<input type="checkbox"/> Zgomot;				
		<input type="checkbox"/> Impact vizual si psihologic;				
		<input type="checkbox"/> Alt impact:				
	<input type="checkbox"/> Utilizarea Drumurilor de acces; <input checked="" type="checkbox"/> Nu este cazul;	<input type="checkbox"/> Poluare sol;				
		<input type="checkbox"/> Poluare subsol;				
		<input type="checkbox"/> Poluare aer;				
		<input type="checkbox"/> Zgomot;				
		<input checked="" type="checkbox"/> Afectare drumuri sosele;	1	1	1	1
		<input type="checkbox"/> Vegetatie si ecosisteme;				
		<input type="checkbox"/> Alt impact:				
	<input type="checkbox"/> Defrisari; <input checked="" type="checkbox"/> Nu este cazul;	<input type="checkbox"/> Poluare sol;				
		<input type="checkbox"/> Poluare subsol;				
		<input type="checkbox"/> Poluare ape;				
		<input type="checkbox"/> Zgomot;				
		<input type="checkbox"/> Vegetatie si ecosisteme;				
		<input type="checkbox"/> Impact vizual si psihologic;				
		<input type="checkbox"/> Alt impact:				



Atestat ANRE E1 nr. 15113/09.09.2019

SC ELPROCONS ELECTRIC SRL TÂRGU JIU

J18/388/2014, CUI: RO33457298

Telefon: 0730 280 623, e-mail: elprocons.electric@yahoo.ro

Cont IBAN: RO02 RZBR 0000 0600 1700 8337

Raiffeisen BANK - Agentia Gorj

MANAGEMENT SYSTEM
CERTIFIED



ISO 9001 ISO 14001

1. ETAPA DE REALIZARE A LUCRARIILOR	Aspect de mediu	Impact de mediu	Evaluare impact de mediu			
			Frecventa de aparitie (F)	Gravitate impact (G)	Extindere si tinere sub control (E)	Valoare impact (V) V=FxGxE
	<input checked="" type="checkbox"/> Transport materiale; <input type="checkbox"/> Nu este cazul;	<input type="checkbox"/> Poluare sol;				
		<input type="checkbox"/> Poluare subsol;				
		<input type="checkbox"/> Poluare apa;				
		<input type="checkbox"/> Poluare aer;				
		<input checked="" type="checkbox"/> Zgomot;	1	1	1	1
		<input type="checkbox"/> Vegetatie si ecosisteme;				
		<input type="checkbox"/> Alt impact:				
	<input type="checkbox"/> Actiuni in culoarul LEA <input checked="" type="checkbox"/> Nu este cazul;	<input type="checkbox"/> Impact sol;				
		<input type="checkbox"/> Impact subsol;				
		<input type="checkbox"/> Poluare apa;				
		<input type="checkbox"/> Poluare aer;				
		<input type="checkbox"/> Zgomot;				
		<input type="checkbox"/> Vegetatie si ecosisteme;				
		<input type="checkbox"/> Suprafete de teren afectate;				
		<input type="checkbox"/> Alt impact				
	<input type="checkbox"/> Alt aspect de mediu: <input checked="" type="checkbox"/> Nu este cazul;	<input type="checkbox"/> Descriere impact:				
	<input checked="" type="checkbox"/> Distributie energie electrica; <input type="checkbox"/> Nu este cazul;	<input type="checkbox"/> Zgomot;				
		<input type="checkbox"/> Impact electromagnetic;				
		<input type="checkbox"/> Impact psihologic;				
		<input checked="" type="checkbox"/> Alt impact (Afectare consumatori de energie electrica)	1	1	1	1



Atestat ANRE E1 nr. 15113/09.09.2019

SC ELPROCONS ELECTRIC SRL TÂRGU JIU

J18/388/2014, CUI: RO33457298

Telefon: 0730 280 623, e-mail: elprocons.electric@yahoo.ro

Cont IBAN: RO02 RZBR 0000 0600 1700 8337

Raiffeisen BANK - Agentia Gorj

MANAGEMENT SYSTEM
CERTIFIED



ISO 9001 ISO 14001

2. ETAPA DE FUNCTIONARE NORMALA	Aspect de mediu	Impact de mediu	Evaluare impact de mediu			
			Frecventa de aparitie (F)	Gravitate impact (G)	Extindere si tinere sub control (E)	Valoare impact (V) V=FxGxE
	<input type="checkbox"/> Traseu;	<input type="checkbox"/> Poluare sol;				
	<input checked="" type="checkbox"/> Nu este cazul;	<input type="checkbox"/> Poluare subsol;				
		<input type="checkbox"/> Alt impact				
	<input type="checkbox"/> Racordarea la rețeaua de energie electrică;	<input type="checkbox"/> Impact vizual si psihologic;				
	<input checked="" type="checkbox"/> Nu este cazul;	<input type="checkbox"/> Posibil impact electromagnetic;				
		<input type="checkbox"/> Posibile scurtcircuite in regim de avarie;				
		<input type="checkbox"/> Vegetatie si ecosisteme;				
		<input type="checkbox"/> Alt impact;				
	<input type="checkbox"/> Supratensiuni de comutatie sau interne;	<input type="checkbox"/> Impact electromagnetic (fenomene de compatibilitate) asupra vecinatatilor;				
	<input checked="" type="checkbox"/> Nu este cazul;	<input type="checkbox"/> Alt impact;				
	<input type="checkbox"/> Tensiuni induse;	<input type="checkbox"/> Impact electromagnetic (vecinatati si consumatori de energie electrica) ;				
	<input checked="" type="checkbox"/> Nu este cazul;	<input type="checkbox"/> Alt impact;				
	<input type="checkbox"/> Campuri electrice si magnetice;	<input type="checkbox"/> Impact electromagnetic incinta si posibil, in imediata vecinatate;				
	<input checked="" type="checkbox"/> Nu este cazul;	<input type="checkbox"/> Alt impact;				
	<input type="checkbox"/> Exploatare echipamente cu ulei	<input type="checkbox"/> Poluare sol				
		<input type="checkbox"/> Poluare subsol				



Atestat ANRE E1 nr. 15113/09.09.2019

SC ELPROCONS ELECTRIC SRL TÂRGU JIU

J18/388/2014, CUI: RO33457298

Telefon: 0730 280 623, e-mail: elprocons.electric@yahoo.ro

Cont IBAN: RO02 RZBR 0000 0600 1700 8337

Raiffeisen BANK - Agentia Gorj

MANAGEMENT SYSTEM
CERTIFIED



ISO 9001 ISO 14001

	Aspect de mediu	Impact de mediu	Evaluare impact de mediu			
			Frecventa de aparitie (F)	Gravitate impact (G)	Extindere si tinere sub control (E)	Valoare impact (V) V=FxGxE
2. ETAPA DE FUNCTIONARE NORMALA	<input checked="" type="checkbox"/> Nu este cazul;	<input type="checkbox"/> Poluare apa;				
		<input type="checkbox"/> Poluare aer;				
		<input type="checkbox"/> Pericol de incendiu;				
		<input type="checkbox"/> Alt impact;				
	<input type="checkbox"/> Depozitare uleiuri <input checked="" type="checkbox"/> Nu este cazul;	<input type="checkbox"/> Poluare sol;				
		<input type="checkbox"/> Poluare subsol;				
		<input type="checkbox"/> Poluare apa;				
		<input type="checkbox"/> Poluare aer;				
	<input type="checkbox"/> Utilizare Baterii de acumuloare; <input checked="" type="checkbox"/> Nu este cazul;	<input type="checkbox"/> Pericol de incendiu;				
		<input type="checkbox"/> Alt impact;				
		<input type="checkbox"/> Poluare sol;				
		<input type="checkbox"/> Poluare apa;				
	<input type="checkbox"/> Fenomene de inductie, vibratii, actionari pneumatice sau hidraulice; <input checked="" type="checkbox"/> Nu este cazul	<input type="checkbox"/> Poluare aer;				
		<input type="checkbox"/> Afectare personal exploatare;				
		<input type="checkbox"/> Alt impact:				
		<input type="checkbox"/> Zgomot;				
	<input type="checkbox"/> Posibile tasari de terenuri; <input checked="" type="checkbox"/> Nu e cazul	<input type="checkbox"/> Alt impact:				
		<input type="checkbox"/> Posibile avarii cu afectare vecinatati;				
	<input type="checkbox"/> Alt aspect de mediu; <input checked="" type="checkbox"/> Nu este cazul;	<input type="checkbox"/> Alt impact:				
		<input type="checkbox"/> Descriere impact:				



Atestat ANRE E1 nr. 15113/09.09.2019

SC ELPROCONS ELECTRIC SRL TÂRGU JIU

J18/388/2014, CUI: RO33457298

Telefon: 0730 280 623, e-mail: elprocons.electric@yahoo.ro

Cont IBAN: RO02 RZBR 0000 0600 1700 8337

Raiffeisen BANK - Agentia Gorj

MANAGEMENT SYSTEM

CERTIFIED



ISO 9001 ISO 14001

3. ETAPA DE FUNCTIONARE IN REGIM DE INCIDENT SAU AVARIE (CONDITII DE RISC)	Aspect de mediu	Impact de mediu	Evaluare impact de mediu			
			Frecventa de aparitie (F)	Gravitate impact (G)	Extindere si tinere sub control (E)	Valoare impact (V) V=FxGxE
	<input type="checkbox"/> Scurtcircuite cu sau fara punere la pamant	<input type="checkbox"/> Impact electric (afectare vecinatati cu pericol de electrocutare si incendii);				
	<input checked="" type="checkbox"/> Nu este cazul;	<input type="checkbox"/> Alt impact;				
	<input checked="" type="checkbox"/> Supracurenti si/sau supratensiuni;	<input checked="" type="checkbox"/> Afectare consumatori de energie electrica;	1	1	1	1
	<input type="checkbox"/> Nu este cazul;	<input type="checkbox"/> Alt impact:				
	<input type="checkbox"/> Ruperi de conductoare sau stalpi (avarii singulare sau in cascada);	<input type="checkbox"/> Impact electric (afectare vecinatati cu pericol de electrocutare si incendii);				
	<input checked="" type="checkbox"/> Nu este cazul;	<input type="checkbox"/> Afectare consumatori de energie electrica;				
		<input type="checkbox"/> Vegetatie si ecosisteme locale;				
		<input type="checkbox"/> Alt impact;				
	<input type="checkbox"/> Pendulari conductoare;	<input type="checkbox"/> Afectare alte retele supraterane;				
	<input checked="" type="checkbox"/> Nu este cazul;	<input type="checkbox"/> Alt impact;				
	<input checked="" type="checkbox"/> Deteriorari de echipamente;	<input checked="" type="checkbox"/> Afectare consumatori de energie electrica;	1	1	1	1
	<input type="checkbox"/> Nu este cazul;	<input type="checkbox"/> Alt impact:				
	<input type="checkbox"/> Fenomene meteo (furtuni, viscol, chiciura);	<input type="checkbox"/> Vegetatie si ecosisteme;				
		<input type="checkbox"/> Afectare consumatori locali;				
	<input type="checkbox"/> Cataclisme naturale (inundatii, alunecari de teren, cutremure, etc.);	<input type="checkbox"/> Afectare retele de comunicatie si telecomunicatii;				
		<input type="checkbox"/> Zgomot (explozii de echipamente);				
		<input type="checkbox"/> Poluare sol, subsol, apa, aer;				
		<input type="checkbox"/> Alt impact;				



Atestat ANRE E1 nr. 15113/09.09.2019

SC ELPROCONS ELECTRIC SRL TÂRGU JIU

J18/388/2014, CUI: RO33457298

Telefon: 0730 280 623, e-mail: elprocons.electric@yahoo.ro

Cont IBAN: RO02 RZBR 0000 0600 1700 8337

Raiffeisen BANK - Agentia Gorj

MANAGEMENT SYSTEM
CERTIFIED



ISO 9001 ISO 14001

4. ETAPA DE DEZAFECTARE A OBIECTIVULUI	Aspect de mediu	Impact de mediu	Evaluare impact de mediu			
			Frecventa de aparitie (F)	Gravitate impact (G)	Extindere si tinere sub control (E)	Valoare impact (V) $V=F \times G \times E$
<input checked="" type="checkbox"/> Generare Deseuri <input type="checkbox"/> Alt aspect <input type="checkbox"/> Nu e cazul		<input type="checkbox"/> Vegetatie si ecosisteme				
		<input type="checkbox"/> Poluare sol, subsol, apa, aer				
		<input checked="" type="checkbox"/> Alt impact – generare deseuri solide	1	1	1	1

NOTA : EVALUAREA impactului de mediu se face conform urmatoarelor reguli :

- Se considera 3 criterii de apreciere pentru care se vor aloca punctajele 1, 3 sau 5, conf. tabelelor de mai jos:

a) EXTINDERE SI TINERE SUB CONTROL (E)

Punctuala	Impactul se limiteaza la locul de munca	Punctaj acordat : 1
Locala	Impactul se limiteaza la amplasamentul unitatii	Punctaj acordat : 3
Generala	Impactul depaseste amplasamentul unitatii	Punctaj acordat : 5

b) GRAVITATE (G): amploarea efectelor impactului

Mica	Efectul asupra mediului dispare de la sine in decurs de o zi	Punctaj acordat : 1
Moderata	Eliminarea efectelor necesita eforturi si durate moderate	Punctaj acordat : 3
Majora	Efectele persista si eliminarea lor necesita investitii	Punctaj acordat : 5

c) FRECVENTA (F): probabilitatea de aparitie

Redusa	Poluarea are loc sporadic (trimestrial sau anual)	Punctaj acordat : 1
Medie	Poluarea are loc saptamanal sau lunar	Punctaj acordat : 3
Mare	Poluarea are loc continuu sau zilnic	Punctaj acordat : 5



Atestat ANRE E1 nr. 15113/09.09.2019

SC ELPROCONS ELECTRIC SRL TÂRGU JIU

J18/388/2014, CUI: RO33457298

Telefon: 0730 280 623, e-mail: elprocons.electric@yahoo.ro

Cont IBAN: RO02 RZBR 0000 0600 1700 8337

Raiffeisen BANK - Agentia Gorj

MANAGEMENT SYSTEM
CERTIFIED



ISO 9001 ISO 14001

- Calculul valorii impactului (V) se realizeaza cu formula: $V = E_x G_x F$, dupa care se vor face urmatoarele interpretari:

Valoare impact	Nivel	Semnificatie
$V \leq 9$	Acceptabil (Nu sunt necesare actiuni specifice)	Impact de mediu ne semnificativ (IN)
$9 < V \leq 27$	Moderat (Sunt necesare imbunatatiri de anvergura limitata)	Impact de mediu semnificativ (IS)
$V > 27$	Critic (Sunt necesare imbunatatiri majore)	

$V = 6 < 9$ – Impact de mediu ne semnificativ

Data: 20.04.2021

APROBAT,
Sef proiect,
ing. Rizescu Ana-Gabriela

ELABORAT,
Proiectant,
ing. Rizescu Gheorghe



Atestat ANRE E1 nr. 15113/09.09.2019

SC ELPROCONS ELECTRIC SRL TÂRGU JIU

J18/388/2014, CUI: RO33457298

Telefon: 0730 280 623, e-mail: elprocons.electric@yahoo.ro

Cont IBAN: RO02 RZBR 0000 0600 1700 8337

Raiffeisen BANK - Agentia Gorj

MANAGEMENT SYSTEM
CERTIFIED



ISO 9001 ISO 14001

ANEXA 2 PLANUL DE MANAGEMENT DE MEDIU

Planul de management de mediu se realizeaza pentru toate etapele lucrarii luand in considerare toti factorii de mediu.

Pentru aspectele de mediu semnificative se planifica atat masuri de atenuare cat si masuri de monitorizare ale impactului de mediu, iar pentru aspectele de mediu nesemnificative se planifica doar masuri de atenuare.

Nr. Crt	Valoare impact (V) in ordine descresc.	Aspect de mediu identificat	Masuri de atenuare	Masuri de monitorizare	Frecventa de monitorizare	Responsabil
ETAPA DE REALIZARE A OBIECTIVULUI						
1	1	Afectare drumuri- sosele Transport materiale	Se vor utiliza mijloace de transport in stare tehnica corespunzatoare .	Se va verifica starea tehnica a mijloacelor de transport	zilnic	Constructor
2	1	Distributie energie electrica	Limitare numar de intreruperi in alimentarea consumatorilor, conform standard, preluare consumatori prin manevre	Program de intreruperi aprobat de O.D.	Saptamanal	Constructor+ diriginte santier
ETAPA DE FUNCTIONARE NORMALA – nu e cazul						
ETAPA DE FUNCTIONARE IN REGIM DE INCIDENT SAU AVARIE						
3	1	Supracurenti si / sau supratensiuni;	Se vor utiliza intrerupatoare, sigurante si protectii dimensionate si reglate corespunzator, conform proiect	Periodic se vor verifica caracteristicile electrice ale echipamentelor de protectie	Conform PE 116/94	Personal de exploatare
4	1	Deteriorari de echipamente	Inlocuirea elementelor componente ale echipamentelor cu deteriorari	Periodic se va verifica tehnica a echipamentelor	lunar	Personal de exploatare
ETAPA DE DEZAFECTARE A OBIECTIVULUI						
5	1	Generare deseuri	De vor colecta selectiv si recupera toate deseurile rezultate si va readuce terenul afectat de lucrari la forma initiala .	Monitprizare lista cantitati de deseuri recuperare (faza PTE)	Conform programe de lucrari	Diriginte de santier

DATA : 20.04.2021

APROBAT,
Sef proiect,
ing. Rizescu Ana-Gabriela

ELABORAT,
Proiectant,
ing. Rizescu Gheorghe



Atestat ANRE E1 nr.15113/09.09.2019

SC ELPROCONS ELECTRIC SRL TÂRGU JIU

J18/388/2014, CUI: RO33457298

Telefon: 0730 280 623, e-mail: elprocons.electric@yahoo.ro

Cont IBAN: RO02 RZBR 0000 0600 1700 8337

Raiffeisen BANK - Agentia Gorj

MANAGEMENT SYSTEM

CERTIFIED



ISO 9001 ISO 14001

ANEXA 1

Cerințe privind Practicile Etice, Conduita în Afaceri și Conformitatea pentru lucrarea: „Racordare la rețeaua electrica de distribuție a centralei fotovoltaice cu $P_i=15006kW$, localitatea Targu Carbunesti, sat Cojani, judetul Gorj” - faza studiu de solutie (SS)

Activitatea DEO se bazează pe un set de valori etice și linii directe cuprinse în documentele denumite: “Codul de Etică”, “Codul de Conduită în afaceri”, „Manualul de Conformitate” în baza caruia a fost întocmit „Codul de Conduită pentru Furnizori”. Aceste documente reflect angajamentul Părților de a respecta toate prevederile legale aplicabile în domeniul lor de activitate, emise la nivel național, european sau internațional. Documentele pot fi consultate pe site-ul www.distributieoltenia.ro, în subsecțiunea “Etica și Integritate”.

În cazul unei modificări a cadrului legal și/sau de reglementare, precum și în cazul pronunțării unei hotărâri judecătorești, Părțile se angajează să adopte imediat ajustările necesare ale clauzelor contractuale în vederea remedierii situației.

Furnizorul se angajează să respecte și să solicite directorilor, angajaților și afiliaților lor să respecte la rândul lor prevederile Codului de conduită al Furnizorului, precum și legislația în vigoare (denumite în continuare „Regulile”) și declară că:

1. fiecare dintre persoanele prevăzute în prezentul paragraf și care va fi implicat în mod direct sau indirect, în orice mod, în executarea Contractului, precum și orice măsuri adoptate, directe sau indirecte, de natură tehnică, financiară și operațională necesare pentru executarea Contractului, respectă Regulile;
2. respecta sancțiunile economice internaționale care restricționează vânzarea bunurilor și a serviciilor către anumite țări sub embargo sau către persoane vizate de astfel de sancțiuni.

Pe toată durata contractului Furnizorul se obligă să respecte Regulile și

1. în orice moment al executării Contractului va fi în măsură să furnizeze la solicitarea celeilalte Părți toate elementele solicitate pentru a se verifica respectarea Regulilor și
2. va informa de îndată cealaltă Parte atunci când are cunoștința de nerespectarea în orice mod a Regulilor de către o persoană precizată la paragraful (3), precum și măsurile corective adoptate pentru a asigura respectarea acestora.

Responsabilitatea Partenerului/Furnizorului este de a se asigura că angajații săi au fost informați cu privire la prevederile prezentei clauze și au implementat reguli adecvate pentru a se asigura de conformarea cu aceste cerințe. DEO solicită Partenerului/Furnizorului și subcontractorilor Partenerului/Furnizorului să adere la standarde identice cu ale sale, prevăzute în “Codul de Etică”, “Codul de Conduită în afaceri”, „Manualul de Conformitate”. În particular, Partenerul/ Furnizorul se obligă să se conformeze și să facă astfel încât subcontractorii săi și orice persoană aflată sub controlul său să se conformeze acestei clauze și standardelor în vigoare.

Partenerul/ Furnizorul va defini și va implementa politici efective corespunzătoare pentru a asigura conformarea și o va verifica în mod regulat. Partenerul/ Furnizorul va informa DEO, la cerere, despre măsurile adoptate pentru a asigura conformarea.

Nerespectarea clauzei de conduită a Furnizorului va fi considerată ca fiind o încălcare gravă a Contractului, fapt care poate duce la încetarea raporturilor contractuale.

Proiectant,
Ing. Rizescu Gheorghe



Atestat ANRE E1 nr.15113/09.09.2019

SC ELPROCONS ELECTRIC SRL TÂRGU JIU

J18/388/2014, CUI: RO33457298

Telefon: 0730 280 623, e-mail: elprocons.electric@yahoo.ro

Cont IBAN: RO02 RZBR 0000 0600 1700 8337

Raiffeisen BANK - Agentia Gorj

MANAGEMENT SYSTEM

CERTIFIED



ISO 9001 ISO 14001

ANEXA 2

Cerințe privind prelucrarea DCP pentru lucrarea: „*Racordare la rețeaua electrica de distributie a centralei fotovoltaice cu $P_i=15006kW$, localitatea Targu Carbunesti, sat Cojani, judetul Gorj*” - faza studiu de solutie (SS)

Ofertantul declarat câștigător are obligația să furnizeze răspunsuri care reflectă în mod exact situația sa, la toate întrebările cuprinse în Chestionarul de conformitate GDPR (anexat prezentului SF/Tema de proiectare/documentatie de atribuire), in termen de 5 zile lucratoare de la data la care este declarat castigator.

Omisiunea furnizării de răspunsuri complete sau furnizarea unor răspunsuri inexacte va da dreptul DEO să înceteze raporturile contractuale cu ofertantul declarat câștigător imediat ce va descoperi aceste inexactități.

La depunerea documentelor și informațiilor necesare participării la procedura de atribuire, orice ofertant are obligația să completeze Tabelul DCP ofertant (anexat SF/tema de proiectare/documentatie de atribuire) și să prezinte acest Tabel, atât în format electronic, cât și pe suport hârtie semnat de reprezentantul ofertantului.

Informațiile furnizate de ofertant prin completarea Chestionarului de conformitate GDPR vor fi utilizate de beneficiar numai pentru evaluarea gradului de conformitate GDPR al ofertantului câștigător și nu în scopul evaluării ofertelor concurente.

Proiectant,

Ing. Rizescu Gheorghe

CEF COJANI 2

Anexa 5 – Tabel 1B. Date tehnice ale centralelor formate din module generatoare, categoria B – CEF COJANI 2 - PARC 1 (VARIANTA 1)

Data: 21.04.2021

Descrierea datelor	Unitatea de măsură/Formatul informației	Categoria datelor
Punctul de racordare/delimitare, dupa caz	20kV/ schemă conform SS – var. 1	S, D, R
Condițiile standard de mediu pentru care au fost determinate datele tehnice*	25°C	D, R
Tensiunea nominală în punctul de racordare/delimitare, după caz	20kV	S, D, R
Valoarea curentului maxim de scurtcircuit în punctul de racordare/delimitare, după caz, furnizat de centrală la un defect:		
- Simetric(trifazat)	4,953kA	D, R
- Nesimetric (bifazat, bifazat cu pământul, monofazat)	4,882kA	D,R
Valoarea curentului minim de scurtcircuit în punctul de racordare/delimitare, după caz, furnizat de centrală la un defect:		
Simetric(trifazat)	0,615kA	D, R
Nesimetric (bifazat, bifazat cu pământul, monofazat)	kA	D,R
Puterea nominală aparentă a (in punctul de racordare/delimitare dupa caz)	4,012MVA	S, D, R
Factor de putere nominal($\cos \varphi_n$) (in punctul de racordare/delimitare, dupa caz)	1	S, D, R
Date în punctul de racordare/delimitare, dupa caz		
Puterea neta	4,012MW	S, D, R
Puterea activa nominala produsa	4,057MW	S, D, R
Puterea activa maxima produsa	4,057MW	S, D, R
Tensiunea nominală	20kV	S, D, R
Frecvența maximă/minimă de funcționare la parametri nominali	52Hz/47,5Hz	S, D, R
Puterea reactiva in regim inductiv maxima	1,768MVar	S, D, R
Puterea reactiva in regim capacitiv maxima	1,768MVar	S, D, R
Capabilitate de trecere peste defect LVRT	Diagrama atasata	S, D, R
Funcțiile de protecție	Utility Monitoring, Islanding Protection, Configurable Power Factor, Country Configurable Thresholds	D
Date generale modul generator care intră în componența centralei formate din module		
Generatoare: inverter SE 82.8K		
Puterea nominală aparentă	0,0828MVA	S, D, R
Factor de putere nominal ($\cos \varphi_n$)	1	S, D, R
Putere neta	0,0828MW	S, D, R
Puterea activă nominală produsă la borne	0,0828MW	S, D, R
Puterea activă maximă produsă la borne	0,0828MW	S, D, R
Tensiunea nominală	0,4kV	S, D, R
Frecvența maximă/minimă de funcționare la parametri nominali	52Hz/47,5Hz	S, D, R
Puterea reactivă în regim inductiv maximă la borne	0,0828MVar	S, D, R
Puterea reactivă în regim capacitiv maximă la borne	0,0828MVar	S, D, R
Capabilitatea de trecere peste defect LVRT	Diagrama atasata	S, D, R
Funcțiile de protecție interne conținute	Utility Monitoring, Islanding Protection, Configurable Power Factor, Country Configurable Thresholds	D
Raportul de scurtcircuit		D, R

Parametrii de calitate ai energiei electrice pentru fiecare modul generator care intra in componenta centralei		
Coeficient de flicker la functionarea continua	Atasat	S
Factorul treaptă de flicker pentru operații de comutare	Atasat	S
Factor de variație a tensiunii	Atasat	S
Număr maxim de operații de comutare la interval de 10minute	10	S
Număr maxim de operații de comutare la interval de 2 ore	120	S
In punctul de racordare/delimitare		
Factor total de distorsiune de curent THDi	0,84%	S
Armonice (până la armonica 50)	Atasat	S
Factor de nesimetrie de secvență negativă	Atasat	S
Date generale module generatoare de tip fotovoltaic		
Numar de panouri fotovoltaice care constituie centrala	10780	S
Firma producătoare a panourilor fotovoltaice	LG	D
Tipul panourilor fotovoltaice	LG BiFacial	D
Aria suprafeței panoului fotoelectric	2,073m ²	S
Puterea nominală a panoului fotovoltaic(c.c.)	0,405kW	S
Puterea maxima a panoului fotovoltaic(c.c.)	0,405kW	S
Curentul electric nominal a panoului fotovoltaic (c.c.)	9,69	S
Tensiunea nominală a panoului fotovoltaic (c.c.)	49,8	S
Date pentru invertoarele utilizate de centrala formata din module generatoare de tip fotovoltaic		
Numărul de invertoare	49	S
Tipul invertorului	SE82.8K	S
Certificate de tip pentru invertoare, însoțite de rezultatele testelor efectuate de laboratoare recunoscute pe plan european pentru variații de frecvență, de tensiune și trecere peste defect	Certificate de conformitate atasate	D
Puterea nominală de intrare (c.c.)	82,8kW	S
Puterea maximă de intrare recomandată (c.c.)	111,75kW	S
Domeniul de tensiune de intrare (c.c.)	750... 1000V	S
Tensiunea maximă de intrare (c.c.)	1000V	S
Curentul maxim de intrare (c.c.)	120A	S
Puterea activă nominală de ieșire (c.a.)	82,8kW	S
Puterea activă maximă de ieșire (c.a.)	82,8kW	S
Puterea reactivă nominală de ieșire (c.a.)	0 kVAr	S
Tensiunea nominală de ieșire (c.a.)	0,4kV	S
Curentul nominal de ieșire (c.a.)	120A	S
Domeniul de frecvență	47,5Hz/52Hz	S
Parametrii de calitate ai energiei electrice la nivelul centralei formate din module generatoare de tip fotovoltaic		
Numărul maxim de variații ale puterii ($\Delta S/S_{sc}$) pe minut	Test report atasat	S
Valoarea maximă pentru variațiile rapide de tensiune	+/-4%	S
Factorul total de distorsiune de curent electric	<0,84%	S
Armonicile de curent electric (până la armonica 50)	Test report atasat	S
Factorul total de distorsiune de tensiune	<8%	S

Armonicele de tensiune (până la armonica 50)	Test report atasat	S
Factorul de nesimetrie de secventa negativa de tensiune	$K_n < 2\%$	S
Numar maxim de variatii ale puterii ($\Delta S/S_{sc}$) pe minut	Test report atasat	S
Unitati de transformare – 4 buc.		
Numar de infasurari	2	S, D, R
Puterea nominala pe fiecare infasurare	1,250MVA	S, D, R
Raportul nominal de transformare	0,4/20kV	S, D, R
Tensiune de scurtcircuit pentru fiecare pereche de infasurari (u12 pentru transformator cu 2 infasurari, u12, u23, u13 pentru transformator cu 3 infasurari)	$6\%U_n$, la S_n	S, D, R
Pierderi in gol	855	S, D, R
Pierderi in sarcina	9500	S, D, R
Curentul de magnetizare	$< 0,5\%$	S, D, R
Grupa de conexiuni	Dyn 5	S, D, R
Domeniul de reglaj	18kV - 22kV	S, D, R
Schema de reglaj (longitudinal sau longo transversal)	Text, diagrama	D, R
Marimea treptei de reglaj si numarul de prize	$\pm 2 \times 2,5\%$	S, D, R
Reglaj sub sarcină	$\Delta a / \Delta u$	D, R
Tratarea neutrului	TNSI+BS in statia 110/20kV Tg. Carbunesti, conform schema electrica monofilara din studiu	S, D, R
Curba de saturație	Diagrama	R



Certificate of compliance

Applicant: SolarEdge Technologies Ltd.
1 HaMada Street
Herzeliya 4673335
Israel

Product: Grid-tied photovoltaic (PV) inverter

Model: SE50K with 2 x SE25K
SE55K with 2 x SE27.6K
SE75K with 3 x SE25K
SE82.8K with 3 x SE27.6K

Use in accordance with regulations:

Automatic disconnection device with three-phase mains surveillance in accordance with Engineering Recommendation G99/1 for photovoltaic systems with a three-phase parallel coupling via an inverter in the public mains supply. The automatic disconnection device is an integral part of the aforementioned inverter. This serves as a replacement for the disconnection device with isolating function that can access the distribution network provider at any time.

Applied rules and standards:

Engineering Recommendation G99/1-3:2018

Requirements for the connection of generation equipment in parallel with public distribution networks

DIN V VDE V 0126-1-1:2006-02 (Functional safety)

Automatic disconnection device between a generator and the public low-voltage grid

At the time of issue of this certificate the safety concept of an aforementioned representative product corresponds to the valid safety specifications for the specified use in accordance with regulations.

Report number: 17TH0209-G99/1_1
Certificate number: U19-0303
Date of issue: 2019-05-20

Certification body



Hoiger Schaffer

Certification body of Bureau Veritas Consumer Products Services Germany GmbH
Accredited according to DIN EN ISO/IEC 17065

Appendix A2-3 Compliance Verification Report for Inverter Connected Power Generating Modules

Extract from test report according to the Engineering Recommendation G99

Nr. 17TH0209-G99/1_1

Type Approval and declaration of compliance with the requirements of Engineering Recommendation G99.			
PGM Technology	Photovoltaic inverter		
Manufacturer:	SolarEdge Technologies Ltd.		
Address	1 HaMada Street Herzeliya 4673335 Israel		
Tel	+972-9-957-6620	Tel	+972-9-957-6620
Email	info@solaredge.com	Email	info@solaredge.com
Rated values	SE50K	SE55K	
Maximum rated capacity	50000	55000	
Rated voltage	230 / 400 3 wires, N, PE		
Rated values	SE75K	SE82.8K	
Maximum rated capacity	75000	82800	
Rated voltage	230 / 400 3 wires, N, PE		
Firmware version	Main DSP software version is 1.130 Aux DSP software version is 2.19		
Measurement period:	2017-06-14 to 2017-06-29, 2018-12-10 to 2018-12-19, 2019-01-10 to 2019-02-05, 2019-05-16		
Description of the structure of the power generation unit:			
The power generation unit is equipped with a PV and line-side EMC filter. The power generation unit has no galvanic isolation between DC input and AC output. Output switch-off is performed with single-fault tolerance based on two series-connected relays in line and neutral. This enables a safe disconnection of the power generation unit from the network in case of error.			
Differences between Generating Units:			
The inverters SE27.6K is based on the inverter SE25K. They use the same control unit, control system and software.			
Based on the single inverter models SE25K andSE27.6K are the models build of:			
SE50K with 2 x SE25K			
SE55K with 2 x SE27.6K			
SE75K with 3 x SE25K			
SE82.8K with 3 x SE27.6K			
The above stated Generating Units are tested according the requirements in the Engineering Recommendation G99/1. Any modification that affects the stated tests must be named by the manufacturer/supplier of the product to ensure that the product meets all requirements of the Engineering Recommendation G99/1.			

Appendix A2-3 Compliance Verification Report for Inverter Connected Power Generating Modules

Extract from test report according to the Engineering Recommendation G99

Nr. 17TH0209-G99/1_1

Operating Range.	
Test 1	Voltage = 85% of nominal (195,5 V) Frequency = 47 Hz Power Factor = 1 Period of test 20 s
Connection:	Always connected
Limit:	Always connected
Test 1	Voltage = 85% of nominal (195,5 V) Frequency = 47.5 Hz Power Factor = 1 Period of test 90 minutes
Connection:	Always connected
Limit:	Always connected
Test 1	Voltage = 110% of nominal (253 V) Frequency = 51.5 Hz Power Factor = 1 Period of test 90 minutes
Connection:	Always connected
Limit:	Always connected
Test 1	Voltage = 110% of nominal (253 V) Frequency = 52.0 Hz Power Factor = 1 Period of test 15 minutes
Connection:	Always connected
Limit:	Always connected

Protection. Voltage tests.

Phase 1						
Function	Setting		Trip test		No trip test	
	Voltage [V]	Time delay [s]	Voltage [V]	Time delay [s]	Voltage / time	Confirm no trip
U/V	184	2,5	184,1	2,782	188V / 3,5s	No trip
					180V / 2,48s	No trip
O/V stage 1	262,2	1,0	261,5	1,255	258,2V 2,0s	No trip
O/V stage 2	273,7	0,5	273,1	0,761	269,7V 0,98s	No trip
					277,7V 0,48s	No trip

Appendix A2-3 Compliance Verification Report for Inverter Connected Power Generating Modules

Extract from test report according to the Engineering Recommendation G99

Nr. 17TH0209-G99/1_1

Protection. Voltage tests.						
Phase 2						
Function	Setting		Trip test		No trip test	
	Voltage [V]	Time delay [s]	Voltage [V]	Time delay [s]	Voltage / time	Confirm no trip
U/V	184	2,5	184,1	2,748	188V / 3,5s	No trip
					180V / 2,48s	No trip
O/V stage 1	262,2	1,0	261,5	1,261	258,2V 2,0s	No trip
O/V stage 2	273,7	0,5	273,1	0,748	269,7V 0,98s	No trip
					277,7V 0,48s	No trip

Protection. Voltage tests.						
Phase 3						
Function	Setting		Trip test		No trip test	
	Voltage [V]	Time delay [s]	Voltage [V]	Time delay [s]	Voltage / time	Confirm no trip
U/V	184	2,5	184,0	2,755	188V / 3,5s	No trip
					180V / 2,48s	No trip
O/V stage 1	262,2	1,0	261,5	1,255	258,2V 2,0s	No trip
O/V stage 2	273,7	0,5	273,2	0,755	269,7V 0,98s	No trip
					277,7V 0,48s	No trip

Note. For Voltage tests the Voltage required to trip is the setting $\pm 3,45V$. The time delay can be measured at a larger deviation than the minimum required to operate the protection. The No trip tests need to be carried out at the setting $\pm 4V$ and for the relevant times as shown in the table above to ensure that the protection will not trip in error.

Appendix A2-3 Compliance Verification Report for Inverter Connected Power Generating Modules

Extract from test report according to the Engineering Recommendation G99

Nr. 17TH0209-G99/1_1

Power Quality. Harmonics.

SE82.8K

Phase 1

SSEG rating per phase (rpp)						
	At 45-55% of rated output 15,01kW		100% of rated output 27,63kW			
Harmonic	Measured Value (MV) in [A]	Measured Value (MV) in [%]	Measured Value (MV) in [A]	Measured Value (MV) in [%]	Harmonic %	
					Limit in BS EN61000-3-12 in %	
					1 phase	3 phase
2nd	0,075	0,064	0,113	0,096	8%	8%
3rd	0,117	0,099	0,344	0,291	21,6%	N/A
4th	0,091	0,077	0,173	0,146	4%	4%
5th	0,735	0,621	0,481	0,407	10,7%	10,7%
6th	0,039	0,033	0,094	0,079	2,67%	2,67%
7th	0,593	0,501	0,325	0,275	7,2%	7,2%
8th	0,027	0,023	0,042	0,035	2%	2%
9th	0,022	0,018	0,029	0,025	3,8%	N/A
10th	0,025	0,021	0,031	0,026	1,6%	1,6%
11th	0,351	0,296	0,239	0,202	3,1%	3,1%
12th	0,015	0,013	0,022	0,018	1,33%	1,33%
13th	0,296	0,250	0,221	0,187	2%	2%
14th	0,015	0,013	0,020	0,017	N/A	N/A
15th	0,023	0,020	0,017	0,014	N/A	N/A
16th	0,013	0,011	0,018	0,015	N/A	N/A
17th	0,191	0,161	0,146	0,123	N/A	N/A
18th	0,011	0,009	0,015	0,012	N/A	N/A
19th	0,146	0,123	0,137	0,116	N/A	N/A
20th	0,012	0,010	0,014	0,012	N/A	N/A
21th	0,026	0,022	0,012	0,010	N/A	N/A
22th	0,010	0,008	0,012	0,010	N/A	N/A
23th	0,117	0,099	0,098	0,083	N/A	N/A
24th	0,008	0,007	0,010	0,008	N/A	N/A
25th	0,081	0,068	0,089	0,075	N/A	N/A
26th	0,010	0,009	0,013	0,011	N/A	N/A
27th	0,020	0,017	0,011	0,010	N/A	N/A
28th	0,009	0,007	0,010	0,009	N/A	N/A
29th	0,072	0,061	0,070	0,059	N/A	N/A
30th	0,007	0,006	0,008	0,007	N/A	N/A
31th	0,051	0,043	0,057	0,049	N/A	N/A
32th	0,010	0,009	0,012	0,010	N/A	N/A
33th	0,015	0,012	0,011	0,010	N/A	N/A
34th	0,008	0,007	0,010	0,009	N/A	N/A
35th	0,049	0,042	0,057	0,048	N/A	N/A
36th	0,007	0,006	0,008	0,007	N/A	N/A
37th	0,035	0,030	0,040	0,034	N/A	N/A
38th	0,010	0,009	0,010	0,009	N/A	N/A
39th	0,010	0,009	0,011	0,009	N/A	N/A
40th	0,009	0,007	0,009	0,008	N/A	N/A
THD	1,72%		0,70%		23%	13%
PWHD	0,005%		0,001%		23%	22%

Appendix A2-3 Compliance Verification Report for Inverter Connected Power Generating Modules

Extract from test report according to the Engineering Recommendation G99

Nr. 17TH0209-G99/1_1

Power Quality. Harmonics.

SE82.8K

Phase 2

SSEG rating per phase (rpp)						
	At 45-55% of rated output 15,03kW		100% of rated output 27,69kW			
Harmonic	Measured Value (MV) in [A]	Measured Value (MV) in [%]	Measured Value (MV) in [A]	Measured Value (MV) in [%]	Harmonic %	
					Limit in BS EN61000-3-12 in %	
					1 phase	3 phase
2nd	0,071	0,060	0,097	0,082	8%	8%
3rd	0,235	0,199	0,460	0,388	21,6%	N/A
4th	0,074	0,062	0,161	0,136	4%	4%
5th	0,774	0,654	0,635	0,536	10,7%	10,7%
6th	0,052	0,044	0,078	0,066	2,67%	2,67%
7th	0,552	0,467	0,348	0,294	7,2%	7,2%
8th	0,029	0,024	0,027	0,023	2%	2%
9th	0,043	0,037	0,034	0,029	3,8%	N/A
10th	0,025	0,021	0,030	0,026	1,6%	1,6%
11th	0,337	0,285	0,239	0,202	3,1%	3,1%
12th	0,018	0,015	0,025	0,021	1,33%	1,33%
13th	0,281	0,237	0,187	0,158	2%	2%
14th	0,019	0,016	0,018	0,015	N/A	N/A
15th	0,027	0,023	0,040	0,034	N/A	N/A
16th	0,015	0,013	0,020	0,016	N/A	N/A
17th	0,163	0,138	0,142	0,120	N/A	N/A
18th	0,011	0,009	0,015	0,012	N/A	N/A
19th	0,157	0,133	0,106	0,089	N/A	N/A
20th	0,012	0,010	0,012	0,010	N/A	N/A
21th	0,011	0,010	0,031	0,027	N/A	N/A
22th	0,012	0,010	0,017	0,015	N/A	N/A
23th	0,091	0,077	0,092	0,078	N/A	N/A
24th	0,009	0,008	0,009	0,008	N/A	N/A
25th	0,101	0,086	0,075	0,063	N/A	N/A
26th	0,010	0,009	0,012	0,010	N/A	N/A
27th	0,008	0,007	0,025	0,021	N/A	N/A
28th	0,010	0,008	0,014	0,011	N/A	N/A
29th	0,057	0,048	0,058	0,049	N/A	N/A
30th	0,008	0,007	0,009	0,007	N/A	N/A
31th	0,068	0,057	0,060	0,050	N/A	N/A
32th	0,009	0,008	0,012	0,011	N/A	N/A
33th	0,008	0,007	0,018	0,015	N/A	N/A
34th	0,010	0,009	0,011	0,009	N/A	N/A
35th	0,037	0,031	0,036	0,031	N/A	N/A
36th	0,007	0,006	0,008	0,006	N/A	N/A
37th	0,045	0,038	0,048	0,040	N/A	N/A
38th	0,009	0,008	0,011	0,009	N/A	N/A
39th	0,008	0,007	0,016	0,014	N/A	N/A
40th	0,010	0,009	0,010	0,009	N/A	N/A
THD	1,74%		0,82%		23%	13%
PWHD	0,004%		0,001%		23%	22%

Appendix A2-3 Compliance Verification Report for Inverter Connected Power Generating Modules

Extract from test report according to the Engineering Recommendation G99

Nr. 17TH0209-G99/1_1

Power Quality. Harmonics.

SE82.8K

Phase 3

SSEG rating per phase (rpp)						
	At 45-55% of rated output 14,83kW		100% of rated output 27,38kW			
Harmonic	Measured Value (MV) in [A]	Measured Value (MV) in [%]	Measured Value (MV) in [A]	Measured Value (MV) in [%]	Harmonic %	
					Limit in BS EN61000-3-12 in %	
					1 phase	3 phase
2nd	0,098	0,084	0,127	0,108	8%	8%
3rd	0,258	0,220	0,414	0,353	21,6%	N/A
4th	0,046	0,039	0,087	0,074	4%	4%
5th	0,818	0,697	0,544	0,464	10,7%	10,7%
6th	0,028	0,024	0,040	0,034	2,67%	2,67%
7th	0,664	0,566	0,413	0,352	7,2%	7,2%
8th	0,029	0,024	0,034	0,029	2%	2%
9th	0,206	0,176	0,174	0,148	3,8%	N/A
10th	0,021	0,018	0,026	0,022	1,6%	1,6%
11th	0,370	0,316	0,264	0,225	3,1%	3,1%
12th	0,016	0,014	0,019	0,016	1,33%	1,33%
13th	0,384	0,327	0,292	0,249	2%	2%
14th	0,019	0,016	0,017	0,014	N/A	N/A
15th	0,099	0,084	0,098	0,084	N/A	N/A
16th	0,016	0,014	0,019	0,016	N/A	N/A
17th	0,260	0,222	0,209	0,178	N/A	N/A
18th	0,011	0,009	0,013	0,011	N/A	N/A
19th	0,121	0,103	0,132	0,112	N/A	N/A
20th	0,012	0,010	0,013	0,011	N/A	N/A
21th	0,053	0,045	0,041	0,035	N/A	N/A
22th	0,012	0,010	0,017	0,014	N/A	N/A
23th	0,111	0,094	0,121	0,103	N/A	N/A
24th	0,008	0,007	0,011	0,009	N/A	N/A
25th	0,083	0,071	0,098	0,084	N/A	N/A
26th	0,011	0,009	0,013	0,011	N/A	N/A
27th	0,038	0,032	0,048	0,041	N/A	N/A
28th	0,010	0,009	0,015	0,013	N/A	N/A
29th	0,050	0,043	0,071	0,061	N/A	N/A
30th	0,007	0,006	0,009	0,008	N/A	N/A
31th	0,071	0,061	0,089	0,076	N/A	N/A
32th	0,009	0,008	0,012	0,010	N/A	N/A
33th	0,027	0,023	0,011	0,010	N/A	N/A
34th	0,010	0,008	0,013	0,011	N/A	N/A
35th	0,053	0,045	0,068	0,058	N/A	N/A
36th	0,007	0,006	0,008	0,007	N/A	N/A
37th	0,021	0,018	0,053	0,045	N/A	N/A
38th	0,009	0,008	0,011	0,009	N/A	N/A
39th	0,014	0,012	0,020	0,017	N/A	N/A
40th	0,010	0,008	0,011	0,009	N/A	N/A
THD	2,01%		0,84%		23%	13%
PWHD	0,007%		0,002%		23%	22%

Appendix A2-3 Compliance Verification Report for Inverter Connected Power Generating Modules

Extract from test report according to the Engineering Recommendation G99

Nr. 17TH0209-G99/1_1

Power Quality. Power factor.				
SE50K				
Output power	216,2V	230V	253V	Measured at three voltage levels and at full output. Voltage to be maintained within ±1,5% of the stated level during the test.
20%	0,995	0,993	0,989	
50%	0,999	0,999	0,998	
75%	0,999	0,999	0,999	
100%	0,999	0,999	0,999	
Limit	>0,95	>0,95	>0,95	
SE82.8K				
Output power	216,2V	230V	253V	Measured at three voltage levels and at full output. Voltage to be maintained within ±1,5% of the stated level during the test.
20%	0,998	0,997	0,996	
50%	0,999	0,999	0,999	
75%	0,999	0,999	0,999	
100%	0,999	0,999	0,999	
Limit	>0,95	>0,95	>0,95	

Power Quality. Voltage fluctuation and Flicker.								
SE25K								
	Starting			Stopping			Running	
	dmax	dc	d(t)	dmax	dc	d(t)	Pst	Plt 2 hours
Measured values at test impedance	0,33%	3,3%	0,0%	0,33%	3,3%	0,0%	0,38	0,38
Normalised to standard impedance	0,30%	3,03%	0%	0,30%	3,03%	0%	0,0787	0,0787
Limits set under BS EN 61000-3-11	4%	3,3%	3,3% 500ms	4%	3,3%	3,3% 500ms	1,0	0,65
Test impedance	R	0,24* 0,4^	Ω	XI	0,15* 0,25	Ω		
Standard impedance	R	0,24* 0,4^	Ω	XI	0,15* 0,25^	Ω		

Appendix A2-3 Compliance Verification Report for Inverter Connected Power Generating Modules

Extract from test report according to the Engineering Recommendation G99

Nr. 17TH0209-G99/1_1

Power Quality. DC injection.

SE50K

Phase 1

Test level power [%]	10	55	100
Recorded value [mA]	11,62	8,06	5,63
Recorded value [%]	0,02	0,1	0,01
Limit [%]	0,25	0,25	0,25

Phase 2

Test level power [%]	10	55	100
Recorded value [mA]	46,85	49,43	40,86
Recorded value [%]	0,07	0,07	0,06
Limit [%]	0,25	0,25	0,25

Phase 3

Test level power [%]	10	55	100
Recorded value [mA]	79,51	78,74	76,22
Recorded value [%]	0,11	0,11	0,11
Limit [%]	0,25	0,25	0,25

SE82.8K

Phase 1

Test level power [%]	10	55	100
Recorded value [mA]	4,93	4,37	5,98
Recorded value [%]	0,00	0,00	0,00
Limit [%]	0,25	0,25	0,25

Phase 2

Test level power [%]	10	55	100
Recorded value [mA]	48,58	49,33	35,13
Recorded value [%]	0,04	0,04	0,03
Limit [%]	0,25	0,25	0,25

Phase 3

Test level power [%]	10	55	100
Recorded value [mA]	64,58	70,34	56,93
Recorded value [%]	0,05	0,06	0,05
Limit [%]	0,25	0,25	0,25

Appendix A2-3 Compliance Verification Report for Inverter Connected Power Generating Modules

Extract from test report according to the Engineering Recommendation G99

Nr. 17TH0209-G99/1_1

Fault level Contribution.

SE27.6K

For a directly coupled SSEG			For a Inverter SSEG		
Parameter	Symbol	Value	Time after fault	Volts [V]	Amps [A]
Peak Short Circuit current	I_p	N/A	20ms	45,3	37,3
Initial Value of aperiodic current	A	N/A	100ms	45,3	37,3
Initial symmetrical short-circuit current*	I_k	N/A	250ms	44,2	37,0
Decaying (aperiodic) component of short circuit current*	i_{DC}	N/A	500ms	44,2	37,0
Reactance/Resistance Ratio of source*	X/R	N/A	Time to Trip [s]	0,507	

For rotating machines and linear piston machines the test should produce a 0s – 2s plot of the short circuit current as seen at the Generating Unit terminals.

* Values for these parameters should be provided where the short circuit duration is sufficiently long to enable interpolation of the plot.

Self Monitoring – Solid state switching.	N/A
It has been verified that in the event of the solid state switching device failing to disconnect the Power Park Module, the voltage on the output side of the switching device is reduced to a value below 50 volts within 0,5 seconds.	N/A (No solid state switching device)

Logic Interface (input port) Required by paragraph 11.1.3	P
Confirm that an input port is provided and can be used to shut down the module.	Yes

Technical Note – Short-Circuit Currents in SolarEdge Three Phase Inverters

Version History

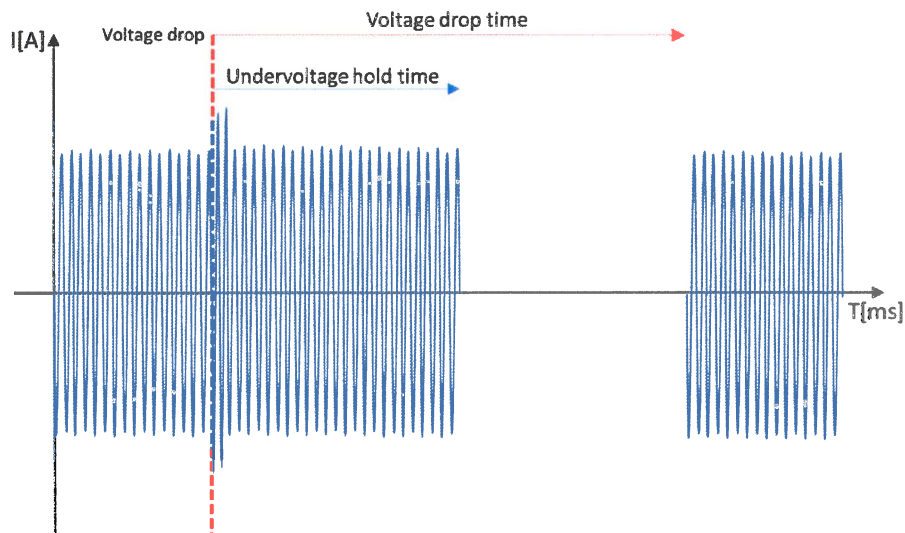
- Version 1.0, January 2021 – first version

Introduction

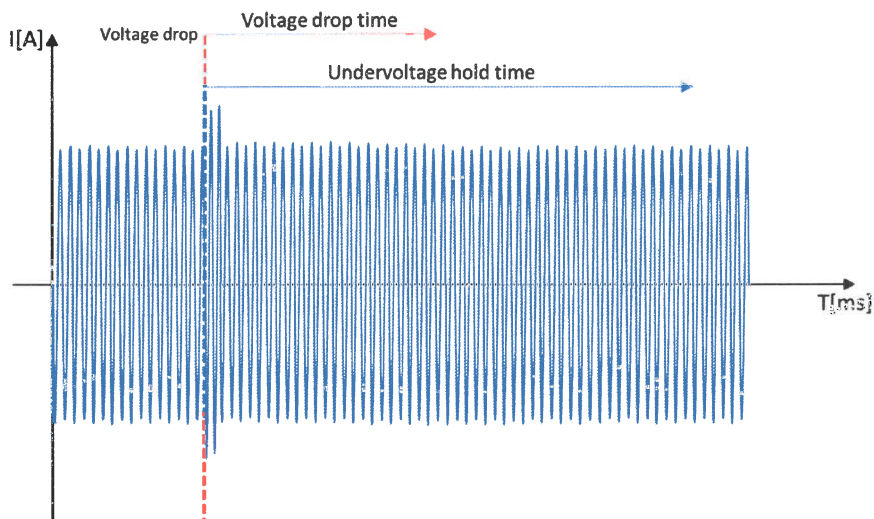
Grid failures may cause photovoltaic inverters to generate currents ("short-circuit currents") that are higher than the maximum allowable current generated during normal operation. For this reason, grid operators may request short-circuit current ratings from vendors in order to prepare for failure scenarios.

This technical note describes the characteristics of the following short-circuit currents:

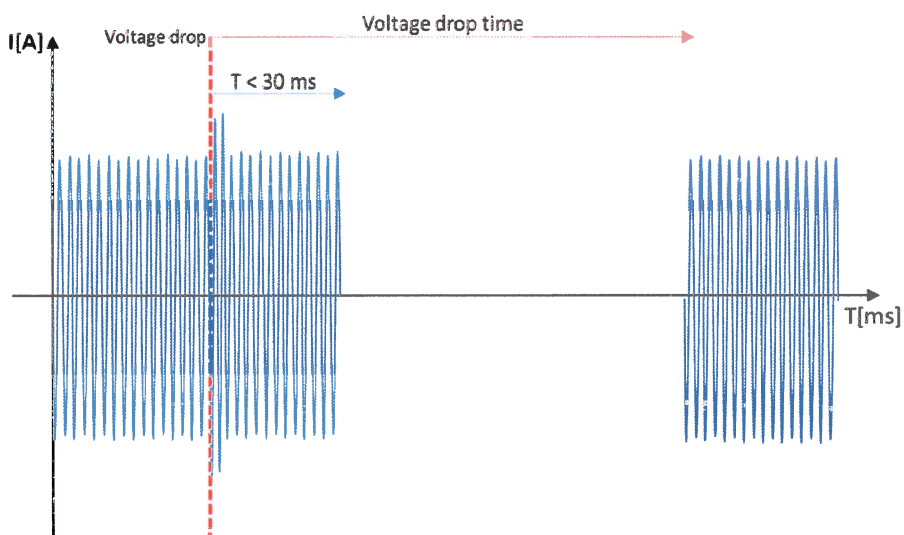
- I_p – the peak current value of the current when a short circuit occurs. Duration: 40 μs
- I_k'' – the initial symmetrical short-circuit current value, in RMS. Duration: < 30 ms
- I_k – the short-circuit steady-state current, in RMS. The duration of I_k is dependent on country-specific parameters such as Low Voltage Ride Through (LVRT) and the hold time when undervoltage occurs:
 - In cases where $LVRT_{enable} = 0$: The inverter continues to push current until relays are opened.
 - When the undervoltage hold time is less than the voltage drop time, I_k duration equals the undervoltage hold time.



- When the undervoltage hold time is greater than or equal to the voltage drop time, I_k duration equals the voltage drop time (the inverter continues to push current until grid function returns to normal).



- In cases where $LVRTenable = 2$: The inverter stops pushing current after a period of less than 30ms following the voltage drop, I_k duration is less than 30ms.



Short circuit current ratings during fault (without reactive current during the fault)

For three phase inverters and three phase inverters with Synergy technology

Part Numbers: SExxxK-xxxxBxxxx

Inom (A)	Inverter Model @400 L-L	Ip (A)	Ik'' (A)	Ik (A)	Ip Duration (us)	Ik'' Duration (ms)	Ik Duration (ms)
120	82.8	277.2	130.5	130.5	40	<30	Dependent on country-specific parameters: 1. LVRTenable=0 – the duration is the lesser of undervoltage hold time and the voltage drop time 2. LVRTenable=2 – the duration is less than 30ms
80	55	184.8	87	87	40	<30	
72.5	50	176.8	88.4	84.4	40	<30	
40	27.6	92.4	43.5	43.5	40	<30	
36.2	25	88.4	44.2	42.2	40	<30	

Inom (A)	Inverter Model @480 L-L	Ip (A)	Ik'' (A)	Ik (A)	Ip Duration (us)	Ik'' Duration (ms)	Ik Duration (ms)
120	100	277.2	130.5	130.5	40	<30	Dependent on country-specific parameters: 1. LVRTenable=0 – the duration is the lesser of undervoltage holdtime and the voltage drop time 2. LVRTenable=2 – the duration is less than 30ms
80	66.6	184.8	87	87	40	<30	

For three phase inverters and three phase inverters with Synergy technology

Part Numbers: SExxxK-xxxxlxxxx¹

Inom (A)	Inverter Model @400 L-L	Ip (A)	Ik'' (A)	Ik (A)	Ip Duration (us)	Ik'' Duration (ms)	Ik Duration (ms)
145	100	294	159	159	40	<30	Dependent on country-specific parameters: 1. LVRTenable=0 – the duration is the lesser of undervoltage hold time and the voltage drop time 2. LVRTenable=2 – the duration is less than 30ms
130.5	90	288	159	159	40	<30	
120	82.8	285	159	159	40	<30	
96.5	66.6	196	106	106	40	<30	
80	55	190	106	106	40	<30	
72.5	50	182	53	53	40	<30	
48.25	33.3	98	53	53	40	<30	
43.5	30	96	53	53	40	<30	
40	27.6	95	53	53	40	<30	
36.25	25	91	53	53	40	<30	

Inom (A)	Inverter Model @480 L-L	Ip (A)	Ik'' (A)	Ik (A)	Ip Duration (us)	Ik'' Duration (ms)	Ik Duration (ms)
145	120	294	159	159	40	<30	Dependent on country-specific parameters: 1. LVRTenable=0 – the duration is the lesser of undervoltage hold time and the voltage drop time 2. LVRTenable=2 – the duration is less than 30ms
120	100	285	159	159	40	<30	
96.5	80	196	106	106	40	<30	
80	66.6	190	106	106	40	<30	

Inom (A)	Inverter Model @208 L-L	Ip (A)	Ik'' (A)	Ik (A)	Ip Duration (us)	Ik'' Duration (ms)	Ik Duration (ms)
145	50	294	159	159	40	<30	Dependent on country-specific parameters: 1. LVRTenable=0 – the duration is the lesser of undervoltage hold time and the voltage drop time 2. LVRTenable=2 – the duration is less than 30ms
120	43.2	285	159	159	40	<30	
96.5	17.3	98	53	53	40	<30	
80	14.4	95	53	53	40	<30	

¹ Applicable for models SE25K and above

CEF COJANI 2

Anexa 6 – Tabel 2C - Date tehnice ale centralelor formate din module generatoare, categoria C – CEF

COJANI 2 - PARC 2(VARIANTA 1)

Data: 21.04.2021

Descrierea datelor	Unitatea de măsură/Formatul informației	Categoria datelor
Punctul de racordare/delimitare, după caz	20kV/ schemă conform SS – var. 1	S, D, R
Condițiile standard de mediu pentru care au fost determinate datele tehnice*	25°C	D, R
Tensiunea nominală în punctul de racordare/delimitare, după caz	20kV	S, D, R
Valoarea curentului maxim de scurtcircuit în punctul de racordare/delimitare, după caz, furnizat de centrală la un defect:		
- Simetric(trifazat)	3,585kA	D, R
- Nesimetric (bifazat, bifazat cu pământul, monofazat)	3,548kA	D,R
Valoarea curentului minim de scurtcircuit în punctul de racordare/delimitare, după caz, furnizat de centrală la un defect:		
Simetric(trifazat)	0,83kA	D, R
Nesimetric (bifazat, bifazat cu pământul, monofazat)	kA	D,R
Puterea nominală aparentă a (în punctul de racordare/delimitare după caz)	5,40MVA	S, D, R
Factor de putere nominal($\cos \varphi_n$) (în punctul de racordare/delimitare, după caz)	1	S, D, R
Date în punctul de racordare/delimitare, după caz		
Puterea netă	5,40MW	S, D, R
Puterea activă nominală produsă	5,474MW	S, D, R
Puterea activă maximă produsă	5,474MW	S, D, R
Tensiunea nominală	20kV	S, D, R
Frecvența maximă/minimă de funcționare la parametri nominali	52Hz/47,5Hz	S, D, R
Puterea reactivă în regim inductiv maximă	2,386MVar	S, D, R
Puterea reactivă în regim capacitiv maximă	2,386MVar	S, D, R
Capabilitate de trecere peste defect LVRT	Diagrama atasată	S, D, R
Funcțiile de protecție	Utility Monitoring, Islanding Protection, Configurable Power Factor, Country Configurable Thresholds	D
Diagrame		
Diagrama de capabilitate P-Q	Diagrama atasată	S, D, R
Diagrama P-Q în funcție de U în punctul de racordare/delimitare	Diagrama atasată	S, D, R
Diagrama de variație a datelor tehnice în funcție de abaterile față de condițiile standard de mediu		R
Răspunsul la scăderea de frecvență	Diagramă	R
Răspunsul la creșterea de frecvență	Diagramă	R
Domeniul de setare al statismului	%	R
Valoarea statismului s1	%	R
Banda moartă de frecvență	mHz	R
Timpul de întârziere (timpul mort t1)	s	R
Timpul de răspuns (t2)	s	R
Zona de insensibilitate		
Capabilitatea de insularizare	Da/Nu	S, D, R
Detalii asupra reglajului de viteză prezentat în schema bloc referitoare la funcțiile de transfer asociate elementelor individuale și unitățile de măsură	Schema	R

Funcția de transfer echivalentă, eventual standardizată a reglajului de tensiune, valori și unități de măsură	Text	S
Date generale modul generator care intră în componența centralei formate din module generatoare: inverter SE 82.8K		
Puterea nominală aparentă	0,0828MVA	S, D, R
Factor de putere nominal ($\cos \varphi_n$)	1	S, D, R
Putere netă	0,0828MW	S, D, R
Puterea activă nominală produsă la borne	0,0828MW	S, D, R
Puterea activă maximă produsă la borne	0,0828MW	S, D, R
Tensiunea nominală	0,4kV	S, D, R
Frecvența maximă/minimă de funcționare la parametri nominali	52Hz/47,5Hz	S, D, R
Puterea reactivă în regim inductiv maximă la borne	0,0828MVar	S, D, R
Puterea reactivă în regim capacitiv maximă la borne	0,0828MVar	S, D, R
Capabilitatea de trecere peste defect LVRT	Diagrama atasată	S, D, R
Funcțiile de protecție interne conținute	Utility Monitoring, Islanding Protection, Configurable Power Factor, Country Configurable Thresholds	D
Parametrii de calitate ai energiei electrice pentru fiecare modul generator care intră în componența centralei		
Coeficient de flicker la funcționarea continuă	<0,25	S
Factorul treaptă de flicker pentru operații de comutare	<0,35	S
Factor de variație a tensiunii	<+/-4%	S
Număr maxim de operații de comutare la interval de 10minute	10	S
Număr maxim de operații de comutare la interval de 2 ore	120	S
În punctul de racordare		
Factor total de distorsiune de curent THDi	0,84%	S
Armonice (până la armonica 50)	Test report atasat	S
Factor de nesimetrie de secvență negativă	$K_n < 2$	S
Date generale module generatoare de tip fotovoltaic		
Număr de panouri fotovoltaice care constituie centrala	10560	S
Firma producătoare a panourilor fotovoltaice	LG	D
Tipul panourilor fotovoltaice	LG BiFacial	D
Aria suprafeței panoului fotoelectric	2,073m ²	S
Puterea nominală a panoului fotovoltaic(c.c.)	0,405kW	S
Puterea maximă a panoului fotovoltaic(c.c.)	0,405kW	S
Curentul electric nominal a panoului fotovoltaic (c.c.)	9,69	S
Tensiunea nominală a panoului fotovoltaic (c.c.)	49,8	S
Date pentru invertorele utilizate de centrala formată din module generatoare de tip fotovoltaic		
Numărul de invertore	48	S
Tipul inverterului	SE82.8K	S
Certificate de tip pentru invertore, însoțite de rezultatele testelor efectuate de laboratoare recunoscute pe plan european pentru variații de frecvență, de tensiune și trecere peste defect	Certificate de conformitate VDE atasate	D

Puterea nominală de intrare (c.c.)	82,8kW	S
Puterea maximă de intrare recomandată (c.c.)	111,75kW	S
Domeniul de tensiune de intrare (c.c.)	750...1000V	S
Tensiunea maximă de intrare (c.c.)	1000V	S
Curentul maxim de intrare (c.c.)	120A	S
Puterea activă nominală de ieșire (c.a.)	82,8kW	S
Puterea activă maximă de ieșire (c.a.)	82,8kW	S
Puterea reactivă nominală de ieșire (c.a.)	0 kVAr	S
Tensiunea nominală de ieșire (c.a.)	0,4kV	S
Curentul nominal de ieșire (c.a.)	120A	S
Domeniul de frecvență de lucru	47,5Hz/52Hz	S
Domeniul de reglaj al factorului de putere	-	D
Consumul pe timp de noapte (c.a.)	W	D
Parametrii de calitate ai energiei electrice la nivelul centralei formate din module generatoare de tip fotovoltaic		
Numărul maxim de variații ale puterii ($\Delta S/S_{sc}$) pe minut	Test report atasat	S
Valoarea maximă pentru variațiile rapide de tensiune	+/-4%	S
Factorul total de distorsiune de curent electric	<0,84%	S
Armonicele de curent electric (până la armonica 50)	Test report atasat	S
Factorul total de distorsiune de tensiune	<8%	S
Armonicele de tensiune (până la armonica 50)	Test report atasat	S
Factorul de nesimetrie de secvență negativă de tensiune	$K_n < 2\%$	S
Protectia diferentiala	Text	D, R
Unitati de transformare – 4buc.		
Numar de infasurari	2	S, D, R
Puterea nominala pe fiecare infasurare	1,250MVA	S, D, R
Raportul nominal de transformare	0,4/20kV	S, D, R
Tensiune de scurtcircuit pentru fiecare pereche de infasurari (u12 pentru transformator cu 2 infasurari, u12, u23, u13 pentru transformator cu 3 infasurari)	6%Un, la Sn	S, D, R
Pierderi in gol	0,855kW	S, D, R
Pierderi in sarcina	9,5kW	S, D, R
Curentul de magnetizare	<0,5%	S, D, R
Grupa de conexiuni	Dyn 5	S, D, R
Domeniul de reglaj	18kV - 22kV	S, D, R
Schema de reglaj (longitudinal sau longo transversal)	Text, diagrama	D, R
Marimea treptei de reglaj si numarul de prize	+/-2x2,5%	S, D, R
Reglaj sub sarcină	$\Delta a / \Delta u$	D, R
Tratarea neutrului	TNSI+BS in statia 110/20kV Tg. Carhunesti, conform schema electrica monofilara din studiu	S, D, R
Curba de saturație	Diagrama	R

INSTALATIA DE STOCARE 3x1x500kW

Descrierea datelor	Unitatea de măsură
Punctul de racordare/delimitare, după caz	20kV/ schemă conform SS – var. 1, comun cu CEF – PARC 2
Condițiile standard de mediu pentru care au fost determinate datele tehnice	25°C
Tensiunea nominală în punctul de racordare/delimitare,	20kV

după caz	
Valoarea curentului maxim de scurtcircuit în punctul de racordare/delimitare, după caz:	
- Simetric	3,585kA
- Nesimetric	3,548kA
Valoarea curentului minim de scurtcircuit în punctul de racordare/delimitare, după caz:	
- Simetric	kA
- Nesimetric	kA
Date generale modul generator care intră în componența centralei formate din module generatoare: Invertor SMA SCS 1900	
Puterea nominală aparentă	1900 kVA / 1710 kVA(at 25°C / at 50°C)
Factor de putere nominal ($\cos \varphi_n$)	1 / 0.0 overexcited to 0.0 underexcited
Putere netă	1,487MW
Puterea activă nominală produsă la borne	1,5MW
Puterea activă maximă produsă la borne	1,5MW
Tensiunea nominală	337 V / 287 V to 404 V
Frecvența maximă/minimă de funcționare la parametri nominali	50 Hz / 47 Hz to 53 Hz
Puterea reactivă maximă la borne	556,775kVAr
Putere reactivă minimă la borne	556,775kVAr
Putere activă minimă produsă	1727kW
Capabilitatea de trecere peste defect LVRT	Diagrama atasata
Diagrame	
Diagrama de capabilitate	Diagrama atasata
Diagrama de variație a datelor tehnice în funcție de abaterile față de condițiile standard de mediu	atasat
Capabilitatea din punct de vedere al puterii reactive:	
Putere reactivă în regim inductive/capacitiv la putere maximă generată	556,775kVAr generat
Putere reactivă în regim inductive/capacitiv la putere minimă generată	556,775kVAr generat
Diagrama P-Q în funcție de U	Diagramă atasata
Răspunsul la scăderea de frecvență	Diagramă atasata
Răspunsul la creșterea de frecvență	Diagramă atasata
Domeniul de setare al statismului	Diagramă atasata
Valoarea statismului s_1	Diagramă atasata
Banda moartă de frecvență	mHz
Timpul de întârziere (timpul mort $-t_1$)	s
Timpul de răspuns (t_2)	s
Zona de insensibilitate	mHz
Capabilitatea de insularizare	MW
Funcția de transfer echivalentă, eventual standardizată a reglajului de tensiune, valori și unități de măsură	Text
Unitati de transformare – 1 buc.	
Numar de infasurari	2
Puterea nominala pe fiecare infasurare	1,60MVA
Raportul nominal de transformare	0,4/20kV
Tensiune de scurtcircuit pentru fiecare pereche de infasurari (u12 pentru transformator cu 2 infasurari, u12, u23, u13 pentru transformator cu 3 infasurari)	6%Un, la Sn
Pierderi in gol	1,08kW
Pierderi in sarcina	12kW
Curentul de magnetizare	<0,5%
Grupa de conexiuni	Dyn 5
Domeniul de reglaj	18kV - 22kV
Schema de reglaj (longitudinal sau longo transversal)	Text, diagrama
Marimea treptei de reglaj si numarul de prize	+/-2x2,5%
Reglaj sub sarcină	Da/- Nu
Tratarea neutrlui	TNSI+BS in statia 110/20kV Tg. Carbonești, conform schema electrica monofilara din studiu

CEF COJANI 2

Anexa 6 – Tabel 3C - Date tehnice ale centralelor formate din module generatoare, categoria C – CEF

COJANI 2 - PARC 3(VARIANTA 1)

Data: 21.04.2021

Descrierea datelor	Unitatea de măsură/Formatul informației	Categoria datelor
Punctul de racordare/delimitare, după caz	20kV/ schemă conform SS – var. 1	S, D, R
Condițiile standard de mediu pentru care au fost determinate datele tehnice*	25°C	D, R
Tensiunea nominală în punctul de racordare/delimitare, după caz	20kV	S, D, R
Valoarea curentului maxim de scurtcircuit în punctul de racordare/delimitare, după caz, furnizat de centrală la un defect:		
- Simetric(trifazat)	5,771kA	D, R
- Nesimetric (bifazat, bifazat cu pământul, monofazat)	5,646kA	D,R
Valoarea curentului minim de scurtcircuit în punctul de racordare/delimitare, după caz, furnizat de centrală la un defect:		
Simetric(trifazat)	0,824kA	D, R
Nesimetric (bifazat, bifazat cu pământul, monofazat)	kA	D,R
Puterea nominală aparentă a (în punctul de racordare/delimitare după caz)	5,416MVA	S, D, R
Factor de putere nominal($\cos \varphi_n$) (în punctul de racordare/delimitare, după caz)	1	S, D, R
Date în punctul de racordare/delimitare, după caz		
Puterea netă	5,416MW	S, D, R
Puterea activă nominală produsă	5,474MW	S, D, R
Puterea activă maximă produsă	5,474MW	S, D, R
Tensiunea nominală	20kV	S, D, R
Frecvența maximă/minimă de funcționare la parametri nominali	52Hz/47,5Hz	S, D, R
Puterea reactivă în regim inductiv maximă	2,386MVar	S, D, R
Puterea reactivă în regim capacitiv maximă	2,386MVar	S, D, R
Capabilitate de trecere peste defect LVRT	Diagrama atasată	S, D, R
Funcțiile de protecție	Utility Monitoring, Islanding Protection, Configurable Power Factor, Country Configurable Thresholds	D
Diagrame		
Diagrama de capabilitate P-Q	Diagrama atasată	S, D, R
Diagrama P-Q în funcție de U în punctul de racordare/delimitare	Diagrama atasată	S, D, R
Diagrama de variație a datelor tehnice în funcție de abaterile față de condițiile standard de mediu		R
Răspunsul la scăderea de frecvență	Diagramă	R
Răspunsul la creșterea de frecvență	Diagramă	R
Domeniul de setare al statismului	%	R
Valoarea statismului s1	%	R
Banda moartă de frecvență	mHz	R
Timpul de întârziere (timpul mort t1)	s	R
Timpul de răspuns (t2)	s	R
Zona de insensibilitate		
Capabilitatea de insularizare	Da/Nu	S, D, R
Detalii asupra reglajului de viteză prezentat în schema bloc referitoare la funcțiile de transfer asociate elementelor individuale și unitățile de măsură	Schema	R

Funcția de transfer echivalentă, eventual standardizată a reglajului de tensiune, valori și unități de măsură	Text	S
Date generale modul generator care intră în componența centralei formate din module generatoare: inverter SE 82.8K		
Puterea nominală aparentă	0,0828MVA	S, D, R
Factor de putere nominal ($\cos \varphi_n$)	1	S, D, R
Putere netă	0,0828MW	S, D, R
Puterea activă nominală produsă la borne	0,0828MW	S, D, R
Puterea activă maximă produsă la borne	0,0828MW	S, D, R
Tensiunea nominală	0,4kV	S, D, R
Frecvența maximă/minimă de funcționare la parametri nominali	52Hz/47,5Hz	S, D, R
Puterea reactivă în regim inductiv maximă la borne	0,0828MVar	S, D, R
Puterea reactivă în regim capacitiv maximă la borne	0,0828MVar	S, D, R
Capabilitatea de trecere peste defect LVRT	Diagrama atasată	S, D, R
Funcțiile de protecție interne conținute	Utility Monitoring, Islanding Protection, Configurable Power Factor, Country Configurable Thresholds	D
Parametrii de calitate ai energiei electrice pentru fiecare modul generator care intra in componenta centralei		
Coeficient de flicker la functionarea continua	<0,25	S
Factorul treaptă de flicker pentru operații de comutare	<0,35	S
Factor de variație a tensiunii	<+/-4%	S
Număr maxim de operații de comutare la interval de 10minute	10	S
Număr maxim de operații de comutare la interval de 2 ore	120	S
In punctul de racordare		
Factor total de distorsiune de curent THDi	0,84%	S
Armonice (până la armonica 50)	Test report atasat	S
Factor de nesimetrie de secvență negativă	$K_n < 2$	S
Date generale module generatoare de tip fotovoltaic		
Numar de panouri fotovoltaice care constituie centrala	10560	S
Firma producătoare a panourilor fotovoltaice	LG	D
Tipul panourilor fotovoltaice	LG BiFacial	D
Aria suprafeței panoului fotoelectric	2,073m ²	S
Puterea nominală a panoului fotovoltaic(c.c.)	0,405kW	S
Puterea maxima a panoului fotovoltaic(c.c.)	0,405kW	S
Curentul electric nominal a panoului fotovoltaic (c.c.)	9,69	S
Tensiunea nominală a panoului fotovoltaic (c.c.)	49,8	S
Date pentru invertoarele utilizate de centrala formata din module generatoare de tip fotovoltaic		
Numărul de invertoare	48	S
Tipul inverterului	SE82.8K	S
Certificate de tip pentru invertoare, însoțite de rezultatele testelor efectuate de laboratoare recunoscute pe plan european pentru variații de frecvență, de tensiune și trecere peste defect	Certificate de conformitate VDE atasate	D

Puterea nominală de intrare (c.c.)	82,8kW	S
Puterea maximă de intrare recomandată (c.c.)	111,75kW	S
Domeniul de tensiune de intrare (c.c.)	750...1000V	S
Tensiunea maximă de intrare (c.c.)	1000V	S
Curentul maxim de intrare (c.c.)	120A	S
Puterea activă nominală de ieșire (c.a.)	82,8kW	S
Puterea activă maximă de ieșire (c.a.)	82,8kW	S
Puterea reactivă nominală de ieșire (c.a.)	0 kVAr	S
Tensiunea nominală de ieșire (c.a.)	0,4kV	S
Curentul nominal de ieșire (c.a.)	120A	S
Domeniul de frecvență de lucru	47,5Hz/52Hz	S
Domeniul de reglaj al factorului de putere	-	D
Consumul pe timp de noapte (c.a.)	W	D

Parametrii de calitate ai energiei electrice la nivelul centralei formate din module generatoare de tip fotovoltaic

Numărul maxim de variații ale puterii ($\Delta S/S_{sc}$) pe minut	Test report atasat	S
Valoarea maximă pentru variațiile rapide de tensiune	+/-4%	S
Factorul total de distorsiune de curent electric	<0,84%	S
Armonicele de curent electric (până la armonica 50)	Test report atasat	S
Factorul total de distorsiune de tensiune	<8%	S
Armonicele de tensiune (până la armonica 50)	Test report atasat	S
Factorul de nesimetrie de secvența negativă de tensiune	$K_n < 2\%$	S
Protectia diferentiala	Text	D, R

Unitati de transformare – 4buc.

Numar de infasurari	2	S, D, R
Puterea nominala pe fiecare infasurare	1,250MVA	S, D, R
Raportul nominal de transformare	0,4/20kV	S, D, R
Tensiune de scurtcircuit pentru fiecare pereche de infasurari (u12 pentru transformator cu 2 infasurari, u12, u23, u13 pentru transformator cu 3 infasurari)	6%Un, la Sn	S, D, R
Pierderi in gol	0,855kW	S, D, R
Pierderi in sarcina	9,5kW	S, D, R
Curentul de magnetizare	<0,5%	S, D, R
Grupa de conexiuni	Dyn 5	S, D, R
Domeniul de reglaj	18kV - 22kV	S, D, R
Schema de reglaj (longitudinal sau longo transversal)	Text, diagrama	D, R
Marimea treptei de reglaj si numarul de prize	+/-2x2,5%	S, D, R
Reglaj sub sarcină	Da / Nu	D, R
Tratarea neutrlui	TNSI+BS in statia 110/20kV Tg. Carhunesti, conform schema electrica monofilara din studiu	S, D, R
Curba de saturație	Diagrama	R

INSTALATIA DE STOCARE 3x1x500kW

Descrierea datelor	Unitatea de măsură
Punctul de racordare/delimitare, după caz	20kV/ schemă conform SS – var. 1, comun cu CEF – PARC 3
Condițiile standard de mediu pentru care au fost determinate datele tehnice	25°C
Tensiunea nominală în punctul de racordare/delimitare,	337 V / 287 V to 404 V

după caz	
Valoarea curentului maxim de scurtcircuit în punctul de racordare/delimitare, după caz:	
- Simetric	5,771kA
- Nesimetric	5,646kA
Valoarea curentului minim de scurtcircuit în punctul de racordare/delimitare, după caz:	
- Simetric	kA
- Nesimetric	kA
Date generale modul generator care intră în componența centralei formate din module generatoare: Invertor SCS 1900	
Puterea nominală aparentă	1900 kVA / 1710 kVA(at 25°C / at 50°C)
Factor de putere nominal ($\cos \varphi_n$)	1 / 0.0 overexcited to 0.0 underexcited
Putere netă	1,487MW
Puterea activă nominală produsă la borne	1,5MW
Puterea activă maximă produsă la borne	1,5MW
Tensiunea nominală	337 V / 287 V to 404 V
Frecvența maximă/minimă de funcționare la parametri nominali	50 Hz / 47 Hz to 53 Hz
Puterea reactivă maximă la borne	556,775kVAR
Putere reactivă minimă la borne	556,775kVAR
Putere activă minimă produsă	1727kW
Capabilitatea de trecere peste defect LVRT	Diagrama atasata
Diagrame	
Diagrama de capabilitate	Diagrama atasata
Diagrama de variație a datelor tehnice în funcție de abaterile față de condițiile standard de mediu	atasat
Capabilitatea din punct de vedere al puterii reactive:	
Putere reactivă în regim inductive/capacitiv la putere maximă generată	556,775kVAR generat
Putere reactivă în regim inductive/capacitiv la putere minimă generată	556,775kVAR generat
Diagrama P-Q în funcție de U	Diagrama atasata
Răspunsul la scăderea de frecvență	Diagrama atasata
Răspunsul la creșterea de frecvență	Diagrama atasata
Domeniul de setare al statismului	Diagrama atasata
Valoarea statismului s_1	Diagrama atasata
Banda moartă de frecvență	mHz
Timpul de întârziere (timpul mort $-t_1$)	s
Timpul de răspuns (t_2)	s
Zona de insensibilitate	mHz
Capabilitatea de insularizare	MW
Funcția de transfer echivalentă, eventual standardizată a reglajului de tensiune, valori și unități de măsură	Text
Unitati de transformare – 1buc.	
Numar de infasurari	2
Puterea nominala pe fiecare infasurare	1,60MVA
Raportul nominal de transformare	0,4/20kV
Tensiune de scurtcircuit pentru fiecare pereche de infasurari (u_{12} pentru transformator cu 2 infasurari, u_{12} , u_{23} , u_{13} pentru transformator cu 3 infasurari)	6% U_n , la S_n
Pierderi in gol	1,08kW
Pierderi in sarcina	12kW
Curentul de magnetizare	<0,5%
Grupa de conexiuni	Dyn 5
Domeniul de reglaj	18kV - 22kV
Schema de reglaj (longitudinal sau longo transversal)	Text, diagrama
Marimea treptei de reglaj si numarul de prize	+/-2x2,5%
Reglaj sub sarcină	Da/- Nu
Tratarea neutrului	TNSI+BS in statia 110/20kV Tg. Carbonești, conform schema electrica monofilara din studiu

CEF COJANI 2

Anexa 6 – Tabel 4C - Date tehnice ale centralelor formate din module generatoare, categoria C – CEF COJANI 2 - PARC 1(VARIANTA 2)

Data: 21.04.2021

Descrierea datelor	Unitatea de măsură/Formatul informației	Categoria datelor
Punctul de racordare/delimitare, dupa caz	20kV/ schemă conform SS – var. 2	S, D, R
Condițiile standard de mediu pentru care au fost determinate datele tehnice*	25°C	D, R
Tensiunea nominală în punctul de racordare/delimitare, după caz	20kV	S, D, R
Valoarea curentului maxim de scurtcircuit în punctul de racordare/delimitare, după caz, furnizat de centrală la un defect:		
- Simetric(trifazat)	14,079kA	D, R
- Nesimetric (bifazat, bifazat cu pământul, monofazat)	13,254kA	D,R
Valoarea curentului minim de scurtcircuit în punctul de racordare/delimitare, după caz, furnizat de centrală la un defect:		
Simetric(trifazat)	1,066kA	D, R
Nesimetric (bifazat, bifazat cu pământul, monofazat)	kA	D,R
Puterea nominală aparentă a (in punctul de racordare/delimitare dupa caz)	7,37MVA	S, D, R
Factor de putere nominal($\cos \varphi_n$) (in punctul de racordare/delimitare, dupa caz)	1	S, D, R
Date in punctul de racordare/delimitare, dupa caz		
Puterea neta	7,37MW	S, D, R
Puterea activa nominala produsa	7,462MW	S, D, R
Puterea activa maxima produsa	7,462MW	S, D, R
Tensiunea nominală	20kV	S, D, R
Frecvența maximă/minimă de funcționare la parametri nominali	52Hz/47,5Hz	S, D, R
Puterea reactiva in regim inductiv maxima	3,253MVar	S, D, R
Puterea reactiva in regim capacitiv maxima	3,253MVar	S, D, R
Capabilitate de trecere peste defect LVRT	Diagrama atasata	S, D, R
Funcțiile de protecție	Utility Monitoring, Islanding Protection, Configurable Power Factor, Country Configurable Thresholds	D
Diagrame		
Diagrama de capabilitate P-Q	Diagrama atasata	S, D, R
Diagrama P-Q în funcție de U in punctul de racordare/delimitare	Diagrama atasata	S, D, R
Diagrama de variație a datelor tehnice în funcție de abaterile față de condițiile standard de mediu		R
Răspunsul la scăderea de frecvență	Diagramă	R
Răspunsul la creșterea de frecvență	Diagramă	R
Domeniul de setare al statismului	%	R
Valoarea statismului s1	%	R
Banda moartă de frecvență	mHz	R
Timpul de întârziere (timpul mort t1)	s	R
Timpul de răspuns (t2)	s	R
Zona de insensibilitate		
Capabilitatea de insularizare	Da/Nu	S, D, R
Detalii asupra reglajului de viteză prezentat în schema bloc referitoare la funcțiile de transfer asociate elementelor individuale și unitățile de măsură	Schema	R

Funcția de transfer echivalentă, eventual standardizată a reglajului de tensiune, valori și unități de măsură	Text	S
Date generale modul generator care intră în componența centralei formate din module generatoare: inverter SE 82.8K		
Puterea nominală aparentă	0,0828MVA	S, D, R
Factor de putere nominal ($\cos \varphi_n$)	1	S, D, R
Putere netă	0,0828MW	S, D, R
Puterea activă nominală produsă la borne	0,0828MW	S, D, R
Puterea activă maximă produsă la borne	0,0828MW	S, D, R
Tensiunea nominală	0,4kV	S, D, R
Frecvența maximă/minimă de funcționare la parametri nominali	52Hz/47,5Hz	S, D, R
Puterea reactivă în regim inductiv maximă la borne	0,0828MVar	S, D, R
Puterea reactivă în regim capacitiv maximă la borne	0,0828MVar	S, D, R
Capabilitatea de trecere peste defect LVRT	Diagrama atasata	S, D, R
Funcțiile de protecție interne conținute	Utility Monitoring, Islanding Protection, Configurable Power Factor, Country Configurable Thresholds	D
Parametrii de calitate ai energiei electrice pentru fiecare modul generator care intra in componenta centralei		
Coeficient de flicker la functionarea continua	<0,25	S
Factorul treaptă de flicker pentru operații de comutare	<0,35	S
Factor de variație a tensiunii	<+/-4%	S
Număr maxim de operații de comutare la interval de 10minute	10	S
Număr maxim de operații de comutare la interval de 2 ore	120	S
In punctul de racordare		
Factor total de distorsiune de curent THDi	0,84%	S
Armonice (până la armonica 50)	Test report atasat	S
Factor de nesimetrie de secvență negativă	$K_n < 2\%$	S
Date generale module generatoare de tip fotovoltaic		
Numar de panouri fotovoltaice care constituie centrala	15840	S
Firma producătoare a panourilor fotovoltaice	LG	D
Tipul panourilor fotovoltaice	LG BiFacial	D
Aria suprafeței panoului fotoelectric	2,073m ²	S
Puterea nominală a panoului fotovoltaic(c.c.)	0,405kW	S
Puterea maxima a panoului fotovoltaic(c.c.)	0,405kW	S
Curentul electric nominal a panoului fotovoltaic (c.c.)	9,69	S
Tensiunea nominală a panoului fotovoltaic (c.c.)	49,8	S
Date pentru invertoarele utilizate de centrala formata din module generatoare de tip fotovoltaic		
Numărul de invertoare	48	S
Tipul inverterului	SE82.8K	S
Certificate de tip pentru invertoare, însoțite de rezultatele testelor efectuate de laboratoare recunoscute pe plan european pentru variații de frecvență, de tensiune și trecere peste defect	Certificate de conformitate VDE atasate	D
Puterea nominală de intrare (c.c.)	82,8kW	S

Puterea maximă de intrare recomandată (c.c.)	111,75kW	S
Domeniul de tensiune de intrare (c.c.)	750...1000V	S
Tensiunea maximă de intrare (c.c.)	1000V	S
Curentul maxim de intrare (c.c.)	120A	S
Puterea activă nominală de ieșire (c.a.)	82,8kW	S
Puterea activă maximă de ieșire (c.a.)	82,8kW	S
Puterea reactivă nominală de ieșire (c.a.)	0kVAr	S
Tensiunea nominală de ieșire (c.a.)	0,4kV	S
Curentul nominal de ieșire (c.a.)	120A	S
Domeniul de frecvență de lucru	47,5Hz/52Hz	S
Domeniul de reglaj al factorului de putere	-	D
Consumul pe timp de noapte (c.a.)	W	D
Parametrii de calitate ai energiei electrice la nivelul centralei formate din module generatoare de tip fotovoltaic		
Numărul maxim de variații ale puterii ($\Delta S/S_{sc}$) pe minut	Test report atasat	S
Valoarea maximă pentru variațiile rapide de tensiune	+/-4%	S
Factorul total de distorsiune de curent electric	<0,84%	S
Armonicele de curent electric (până la armonica 50)	Test report atasat	S
Factorul total de distorsiune de tensiune	<8%	S
Armonicele de tensiune (până la armonica 50)	Test report atasat	S
Factorul de nesimetrie de secvență negativă de tensiune	Kn<2%	S
Protecția diferențială	Text	D, R
Unitati de transformare – 6 buc.		
Numar de infasurari	2	S, D, R
Puterea nominala pe fiecare infasurare	1,250MVA	S, D, R
Raportul nominal de transformare	0,4/20kV	S, D, R
Tensiune de scurtcircuit pentru fiecare pereche de infasurari (u12 pentru transformator cu 2 infasurari, u12, u23, u13 pentru transformator cu 3 infasurari)	6%Un, la Sn	S, D, R
Pierderi in gol	0,855kW	S, D, R
Pierderi in sarcina	9,5kW	S, D, R
Curentul de magnetizare	<0,5%	S, D, R
Grupa de conexiuni	Dyn 5	S, D, R
Domeniul de reglaj	18kV - 22kV	S, D, R
Schema de reglaj (longitudinal sau longitudinal transversal)	Text, diagrama	D, R
Marimea treptei de reglaj si numarul de prize	+/-2x2,5%	S, D, R
Reglaj sub sarcină	Da/ Nu	D, R
Tratarea neutrlui	TNSI+BS in statia 110/20kV Tg. Carhunesti, conform schema electrica monofilara din studiu	S, D, R
Curba de saturație	Diagrama	R

INSTALATIA DE STOCARE 3x1x500kW

Descrierea datelor	Unitatea de măsură
Punctul de racordare/delimitare, după caz	20kV/ schemă conform SS – var. 2, comun cu CEF – PARC 1
Condițiile standard de mediu pentru care au fost determinate datele tehnice	25°C
Tensiunea nominală în punctul de racordare/delimitare, după caz	337 V / 287 V to 404 V

Valoarea curentului maxim de scurtcircuit în punctul de racordare/delimitare, după caz:	
- Simetric	14,079kA
- Nesimetric	13,254kA
Valoarea curentului minim de scurtcircuit în punctul de racordare/delimitare, după caz:	
- Simetric	kA
- Nesimetric	kA
Date generale modul generator care intră în componența centralei formate din module generatoare: Invertor SCS 1900	
Puterea nominală aparentă	1900 kVA / 1710 kVA(at 25°C / at 50°C)
Factor de putere nominal ($\cos \varphi_n$)	1 / 0.0 overexcited to 0.0 underexcited
Putere netă	1,487MW
Puterea activă nominală produsă la borne	1,5MW
Puterea activă maximă produsă la borne	1,5MW
Tensiunea nominală	337 V / 287 V to 404 V
Frecvența maximă/minimă de funcționare la parametri nominali	50 Hz / 47 Hz to 53 Hz
Puterea reactivă maximă la borne	556,775kVAr
Putere reactivă minimă la borne	556,775kVAr
Putere activă minimă produsă	1727kW
Capabilitatea de trecere peste defect LVRT	Diagrama atasata
Diagrame	
Diagrama de capabilitate	Diagrama atasata
Diagrama de variație a datelor tehnice în funcție de abaterile față de condițiile standard de mediu	atasat
Capabilitatea din punct de vedere al puterii reactive:	
Putere reactivă în regim inductive/capacitiv la putere maximă generată	556,775kVAr generat
Putere reactivă în regim inductive/capacitiv la putere minimă generată	556,775kVAr generat
Diagrama P-Q în funcție de U	Diagrama atasata
Răspunsul la scăderea de frecvență	Diagrama atasata
Răspunsul la creșterea de frecvență	Diagrama atasata
Domeniul de setare al statismului	Diagrama atasata
Valoarea statismului s_1	Diagrama atasata
Banda moartă de frecvență	mHz
Timpul de întârziere (timpul mort $-t_1$)	s
Timpul de răspuns (t_2)	s
Zona de insensibilitate	mHz
Capabilitatea de insularizare	MW
Funcția de transfer echivalentă, eventual standardizată a reglajului de tensiune, valori și unități de măsură	Text
Unitati de transformare – 1buc.	
Numar de infasurari	2
Puterea nominala pe fiecare infasurare	1,60MVA
Raportul nominal de transformare	0,4/20kV
Tensiune de scurtcircuit pentru fiecare pereche de infasurari (u12 pentru transformator cu 2 infasurari, u12, u23, u13 pentru transformator cu 3 infasurari)	6%Un, la Sn
Pierderi in gol	1,08kW
Pierderi in sarcina	12kW
Curentul de magnetizare	<0,5%
Grupa de conexiuni	Dyn 5
Domeniul de reglaj	18kV - 22kV
Schema de reglaj (longitudinal sau longo transversal)	Text, diagrama
Marimea treptei de reglaj si numarul de prize	+/-2x2,5%
Reglaj sub sarcină	Da/- Nu
Tratarea neutrului	TNSI+BS in statia 110/20kV Tg. Carbonești, conform schema electrica monofilara din studiu

CEF COJANI 2

Anexa 6 – Tabel 5C - Date tehnice ale centralelor formate din module generatoare, categoria C – CEF COJANI 2 - PARC 2(VARIANTA 2)

Data: 21.04.2021

Descrierea datelor	Unitatea de măsură/Formatul informației	Categoria datelor
Punctul de racordare/delimitare, dupa caz	20kV/ schemă conform SS – var. 2	S, D, R
Condițiile standard de mediu pentru care au fost determinate datele tehnice*	25°C	D, R
Tensiunea nominală în punctul de racordare/delimitare, după caz	20kV	S, D, R
Valoarea curentului maxim de scurtcircuit în punctul de racordare/delimitare, după caz, furnizat de centrală la un defect:		
- Simetric(trifazat)	14,079kA	D, R
- Nesimetric (bifazat, bifazat cu pământul, monofazat)	13,254kA	D,R
Valoarea curentului minim de scurtcircuit în punctul de racordare/delimitare, după caz, furnizat de centrală la un defect:		
Simetric(trifazat)	1,081kA	D, R
Nesimetric (bifazat, bifazat cu pământul, monofazat)	kA	D,R
Puterea nominală aparentă a (in punctul de racordare/delimitare dupa caz)	7,46MVA	S, D, R
Factor de putere nominal($\cos \varphi_n$) (in punctul de racordare/delimitare, dupa caz)	1	S, D, R
Date în punctul de racordare/delimitare, dupa caz		
Puterea neta	7,46MW	S, D, R
Puterea activa nominala produsa	7,544MW	S, D, R
Puterea activa maxima produsa	7,544MW	S, D, R
Tensiunea nominală	20kV	S, D, R
Frecvența maximă/minimă de funcționare la parametri nominali	52Hz/47,5Hz	S, D, R
Puterea reactiva in regim inductiv maxima	3,288MVar	S, D, R
Puterea reactiva in regim capacitiv maxima	3,288MVar	S, D, R
Capabilitate de trecere peste defect LVRT	Diagrama atasata	S, D, R
Funcțiile de protecție	Utility Monitoring, Islanding Protection, Configurable Power Factor, Country Configurable Thresholds	D
Diagrame		
Diagrama de capabilitate P-Q	Diagrama atasata	S, D, R
Diagrama P-Q în funcție de U in punctul de racordare/delimitare	Diagrama atasata	S, D, R
Diagrama de variație a datelor tehnice în funcție de abaterile față de condițiile standard de mediu		R
Răspunsul la scăderea de frecvență	Diagramă	R
Răspunsul la creșterea de frecvență	Diagramă	R
Domeniul de setare al statismului	%	R
Valoarea statismului s1	%	R
Banda moartă de frecvență	mHz	R
Timpul de întârziere (timpul mort t1)	s	R
Timpul de răspuns (t2)	s	R
Zona de insensibilitate		
Capabilitatea de insularizare	Da/Nu	S, D, R
Detalii asupra reglajului de viteză prezentat în schema bloc referitoare la funcțiile de transfer asociate elementelor individuale și unitățile de măsură	Schema	R

Funcția de transfer echivalentă, eventual standardizată a reglajului de tensiune, valori și unități de măsură	Text	S
Date generale modul generator care intră în componența centralei formate din module generatoare: inverter SE 82.8K		
Puterea nominală aparentă	0,0828MVA	S, D, R
Factor de putere nominal ($\cos \varphi_n$)	1	S, D, R
Putere netă	0,0828MW	S, D, R
Puterea activă nominală produsă la borne	0,0828MW	S, D, R
Puterea activă maximă produsă la borne	0,0828MW	S, D, R
Tensiunea nominală	0,4kV	S, D, R
Frecvența maximă/minimă de funcționare la parametri nominali	52Hz/47,5Hz	S, D, R
Puterea reactivă în regim inductiv maximă la borne	0,0828MVar	S, D, R
Puterea reactivă în regim capacitiv maximă la borne	0,0828MVar	S, D, R
Capabilitatea de trecere peste defect LVRT	Diagrama atasata	S, D, R
Funcțiile de protecție interne conținute	Utility Monitoring, Islanding Protection, Configurable Power Factor, Country Configurable Thresholds	D
Parametrii de calitate ai energiei electrice pentru fiecare modul generator care intra in componenta centralei		
Coeficient de flicker la functionarea continua	<0,25	S
Factorul treaptă de flicker pentru operații de comutare	<0,35	S
Factor de variație a tensiunii	<+/-4%	S
Număr maxim de operații de comutare la interval de 10minute	10	S
Număr maxim de operații de comutare la interval de 2 ore	120	S
In punctul de racordare		
Factor total de distorsiune de curent THDi	0,84%	S
Armonice (până la armonica 50)	Test report atasat	S
Factor de nesimetrie de secvență negativă	$K_n < 2\%$	S
Date generale module generatoare de tip fotovoltaic		
Numar de panouri fotovoltaice care constituie centrala	16060	S
Firma producătoare a panourilor fotovoltaice	LG	D
Tipul panourilor fotovoltaice	LG BiFacial	D
Aria suprafeței panoului fotoelectric	2,073m ²	S
Puterea nominală a panoului fotovoltaic(c.c.)	0,405kW	S
Puterea maxima a panoului fotovoltaic(c.c.)	0,405kW	S
Curentul electric nominal a panoului fotovoltaic (c.c.)	9,69	S
Tensiunea nominală a panoului fotovoltaic (c.c.)	49,8	S
Date pentru invertoarele utilizate de centrala formata din module generatoare de tip fotovoltaic		
Numărul de invertoare	48	S
Tipul inverterului	SE82.8K	S
Certificate de tip pentru invertoare, însoțite de rezultatele testelor efectuate de laboratoare recunoscute pe plan european pentru variații de frecvență, de tensiune și trecere peste defect	Certificate de conformitate VDE atasate	D
Puterea nominală de intrare (c.c.)	82,8kW	S

Puterea maximă de intrare recomandată (c.c.)	111,75kW	S
Domeniul de tensiune de intrare (c.c.)	750...1000V	S
Tensiunea maximă de intrare (c.c.)	1000V	S
Curentul maxim de intrare (c.c.)	120A	S
Puterea activă nominală de ieșire (c.a.)	82,8kW	S
Puterea activă maximă de ieșire (c.a.)	82,8kW	S
Puterea reactivă nominală de ieșire (c.a.)	0kVAr	S
Tensiunea nominală de ieșire (c.a.)	0,4kV	S
Curentul nominal de ieșire (c.a.)	120A	S
Domeniul de frecvență de lucru	47,5Hz/52Hz	S
Domeniul de reglaj al factorului de putere	-	D
Consumul pe timp de noapte (c.a.)	W	D
Parametrii de calitate ai energiei electrice la nivelul centralei formate din module generatoare de tip fotovoltaic		
Numărul maxim de variații ale puterii ($\Delta S/S_{sc}$) pe minut	Test report atasat	S
Valoarea maximă pentru variațiile rapide de tensiune	+/-4%	S
Factorul total de distorsiune de curent electric	<0,84%	S
Armonicele de curent electric (până la armonica 50)	Test report atasat	S
Factorul total de distorsiune de tensiune	<8%	S
Armonicele de tensiune (până la armonica 50)	Test report atasat	S
Factorul de nesimetrie de secvență negativă de tensiune	Kn<2%	S
Protectia diferentiala	Text	D, R
Unitati de transformare – 6 buc.		
Numar de infasurari	2	S, D, R
Puterea nominala pe fiecare infasurare	1,250MVA	S, D, R
Raportul nominal de transformare	0,4/20kV	S, D, R
Tensiune de scurtcircuit pentru fiecare pereche de infasurari (u12 pentru transformator cu 2 infasurari, u12, u23, u13 pentru transformator cu 3 infasurari)	6%Un, la Sn	S, D, R
Pierderi in gol	0,855kW	S, D, R
Pierderi in sarcina	9,5kW	S, D, R
Curentul de magnetizare	<0,5%	S, D, R
Grupa de conexiuni	Dyn 5	S, D, R
Domeniul de reglaj	18kV - 22kV	S, D, R
Schema de reglaj (longitudinal sau longitudinal transversal)	Text, diagrama	D, R
Marimea treptei de reglaj si numarul de prize	+/-2x2,5%	S, D, R
Reglaj sub sarcină	Da/ Nu	D, R
Tratarea neutrului	TNSI+BS in statia 110/20kV Tg. Carbonești, conform schema electrica monofilara din studiu	S, D, R
Curba de saturație	Diagrama	R

INSTALATIA DE STOCARE 3x1x500kW

Descrierea datelor	Unitatea de măsură
Punctul de racordare/delimitare, după caz	20kV/ schemă conform SS – var. 2, comun cu CEF – PARC 2
Condițiile standard de mediu pentru care au fost determinate datele tehnice	25°C
Tensiunea nominală în punctul de racordare/delimitare, după caz	337 V / 287 V to 404 V

Valoarea curentului maxim de scurtcircuit în punctul de racordare/delimitare, după caz:	
- Simetric	14,079kA
- Nesimetric	13,254kA
Valoarea curentului minim de scurtcircuit în punctul de racordare/delimitare, după caz:	
- Simetric	kA
- Nesimetric	kA
Date generale modul generator care intră în componența centralei formate din module generatoare: Invertor SCS 1900	
Puterea nominală aparentă	1900 kVA / 1710 kVA(at 25°C / at 50°C)
Factor de putere nominal ($\cos \varphi_n$)	1 / 0.0 overexcited to 0.0 underexcited
Putere netă	1,487MW
Puterea activă nominală produsă la borne	1,5MW
Puterea activă maximă produsă la borne	1,5MW
Tensiunea nominală	337 V / 287 V to 404 V
Frecvența maximă/minimă de funcționare la parametri nominali	50 Hz / 47 Hz to 53 Hz
Puterea reactivă maximă la borne	556,775kVAr
Putere reactivă minimă la borne	556,775kVAr
Putere activă minimă produsă	1727kW
Capabilitatea de trecere peste defect LVRT	Diagrama atasata
Diagrame	
Diagrama de capabilitate	Diagrama atasata
Diagrama de variație a datelor tehnice în funcție de abaterile față de condițiile standard de mediu	atasat
Capabilitatea din punct de vedere al puterii reactive:	
Putere reactivă în regim inductive/capacitiv la putere maximă generată	556,775kVAr generat
Putere reactivă în regim inductive/capacitiv la putere minimă generată	556,775kVAr generat
Diagrama P-Q în funcție de U	Diagrama atasata
Răspunsul la scăderea de frecvență	Diagrama atasata
Răspunsul la creșterea de frecvență	Diagrama atasata
Domeniul de setare al statismului	Diagrama atasata
Valoarea statismului s_1	Diagrama atasata
Banda moartă de frecvență	mHz
Timpul de întârziere (timpul mort $-t_1$)	s
Timpul de răspuns (t_2)	s
Zona de insensibilitate	mHz
Capabilitatea de insularizare	MW
Funcția de transfer echivalentă, eventual standardizată a reglajului de tensiune, valori și unități de măsură	Text
Unitati de transformare – 1buc.	
Numar de infasurari	2
Puterea nominala pe fiecare infasurare	1,60MVA
Raportul nominal de transformare	0,4/20kV
Tensiune de scurtcircuit pentru fiecare pereche de infasurari (u_{12} pentru transformator cu 2 infasurari, u_{12} , u_{23} , u_{13} pentru transformator cu 3 infasurari)	6% U_n , la S_n
Pierderi in gol	1,08kW
Pierderi in sarcina	12kW
Curentul de magnetizare	<0,5%
Grupa de conexiuni	Dyn 5
Domeniul de reglaj	18kV - 22kV
Schema de reglaj (longitudinal sau longo transversal)	Text, diagrama
Marimea treptei de reglaj si numarul de prize	+/-2x2,5%
Reglaj sub sarcină	Da/- Nu
Tratarea neutrlui	TNSI+BS in statia 110/20kV Tg. Carbonești, conform schema electrica monofilara din studiu



Certificate of compliance

Applicant: SolarEdge Technologies Ltd.
1 HaMada Street
Herzeliya 4673335
Israel

Product: Grid-tied photovoltaic (PV) inverter

Model: SE50K with 2 x SE25K
SE55K with 2 x SE27.6K
SE75K with 3 x SE25K
SE82.8K with 3 x SE27.6K

Use in accordance with regulations:

Automatic disconnection device with three-phase mains surveillance in accordance with Engineering Recommendation G99/1 for photovoltaic systems with a three-phase parallel coupling via an inverter in the public mains supply. The automatic disconnection device is an integral part of the aforementioned inverter. This serves as a replacement for the disconnection device with isolating function that can access the distribution network provider at any time.

Applied rules and standards:

Engineering Recommendation G99/1-3:2018

Requirements for the connection of generation equipment in parallel with public distribution networks

DIN V VDE V 0126-1-1:2006-02 (Functional safety)

Automatic disconnection device between a generator and the public low-voltage grid

At the time of issue of this certificate the safety concept of an aforementioned representative product corresponds to the valid safety specifications for the specified use in accordance with regulations.

Report number: 17TH0209-G99/1_1
Certificate number: U19-0303
Date of issue: 2019-05-20

Certification body



Holger Schaffer

Certification body of Bureau Veritas Consumer Products Services Germany GmbH
Accredited according to DIN EN ISO/IEC 17065

Appendix A2-3 Compliance Verification Report for Inverter Connected Power Generating Modules

Extract from test report according to the Engineering Recommendation G99

Nr. 17TH0209-G99/1_1

Type Approval and declaration of compliance with the requirements of Engineering Recommendation G99.

PGM Technology	Photovoltaic inverter		
Manufacturer:	SolarEdge Technologies Ltd.		
Address	1 HaMada Street Herzeliya 4673335 Israel		
Tel	+972-9-957-6620	Tel	+972-9-957-6620
Email	info@solaredge.com	Email	info@solaredge.com

Rated values	SE50K	SE55K
Maximum rated capacity	50000	55000
Rated voltage	230 / 400 3 wires, N, PE	
Rated values	SE75K	SE82.8K
Maximum rated capacity	75000	82800
Rated voltage	230 / 400 3 wires, N, PE	
Firmware version	Main DSP software version is 1.130 Aux DSP software version is 2.19	
Measurement period:	2017-06-14 to 2017-06-29, 2018-12-10 to 2018-12-19, 2019-01-10 to 2019-02-05, 2019-05-16	

Description of the structure of the power generation unit:

The power generation unit is equipped with a PV and line-side EMC filter. The power generation unit has no galvanic isolation between DC input and AC output. Output switch-off is performed with single-fault tolerance based on two series-connected relays in line and neutral. This enables a safe disconnection of the power generation unit from the network in case of error.

Differences between Generating Units:

The inverters SE27.6K is based on the inverter SE25K. They use the same control unit, control system and software.
Based on the single inverter models SE25K and SE27.6K are the models build of:
SE50K with 2 x SE25K
SE55K with 2 x SE27.6K
SE75K with 3 x SE25K
SE82.8K with 3 x SE27.6K

The above stated Generating Units are tested according the requirements in the Engineering Recommendation G99/1. Any modification that affects the stated tests must be named by the manufacturer/supplier of the product to ensure that the product meets all requirements of the Engineering Recommendation G99/1.

Appendix A2-3 Compliance Verification Report for Inverter Connected Power Generating Modules

Extract from test report according to the Engineering Recommendation G99

Nr. 17TH0209-G99/1_1

Operating Range.	
Test 1	Voltage = 85% of nominal (195,5 V) Frequency = 47 Hz Power Factor = 1 Period of test 20 s
Connection:	Always connected
Limit:	Always connected
Test 1	Voltage = 85% of nominal (195,5 V) Frequency = 47.5 Hz Power Factor = 1 Period of test 90 minutes
Connection:	Always connected
Limit:	Always connected
Test 1	Voltage = 110% of nominal (253 V) Frequency = 51.5 Hz Power Factor = 1 Period of test 90 minutes
Connection:	Always connected
Limit:	Always connected
Test 1	Voltage = 110% of nominal (253 V) Frequency = 52.0 Hz Power Factor = 1 Period of test 15 minutes
Connection:	Always connected
Limit:	Always connected

Protection. Voltage tests.						
Phase 1						
Function	Setting		Trip test		No trip test	
	Voltage [V]	Time delay [s]	Voltage [V]	Time delay [s]	Voltage / time	Confirm no trip
U/V	184	2,5	184,1	2,782	188V / 3,5s	No trip
					180V / 2,48s	No trip
O/V stage 1	262,2	1,0	261,5	1,255	258,2V 2,0s	No trip
O/V stage 2	273,7	0,5	273,1	0,761	269,7V 0,98s	No trip
					277,7V 0,48s	No trip

Appendix A2-3 Compliance Verification Report for Inverter Connected Power Generating Modules

Extract from test report according to the Engineering Recommendation G99

Nr. 17TH0209-G99/1_1

Protection. Voltage tests.						
Phase 2						
Function	Setting		Trip test		No trip test	
	Voltage [V]	Time delay [s]	Voltage [V]	Time delay [s]	Voltage / time	Confirm no trip
U/V	184	2,5	184,1	2,748	188V / 3,5s	No trip
					180V / 2,48s	No trip
O/V stage 1	262,2	1,0	261,5	1,261	258,2V 2,0s	No trip
O/V stage 2	273,7	0,5	273,1	0,748	269,7V 0,98s	No trip
					277,7V 0,48s	No trip

Protection. Voltage tests.						
Phase 3						
Function	Setting		Trip test		No trip test	
	Voltage [V]	Time delay [s]	Voltage [V]	Time delay [s]	Voltage / time	Confirm no trip
U/V	184	2,5	184,0	2,755	188V / 3,5s	No trip
					180V / 2,48s	No trip
O/V stage 1	262,2	1,0	261,5	1,255	258,2V 2,0s	No trip
O/V stage 2	273,7	0,5	273,2	0,755	269,7V 0,98s	No trip
					277,7V 0,48s	No trip

Note. For Voltage tests the Voltage required to trip is the setting $\pm 3,45V$. The time delay can be measured at a larger deviation than the minimum required to operate the protection. The No trip tests need to be carried out at the setting $\pm 4V$ and for the relevant times as shown in the table above to ensure that the protection will not trip in error.

Appendix A2-3 Compliance Verification Report for Inverter Connected Power Generating Modules

Extract from test report according to the Engineering Recommendation G99

Nr. 17TH0209-G99/1_1

Power Quality. Harmonics.

SE82.8K

Phase 1

SSEG rating per phase (rpp)						
	At 45-55% of rated output 15,01kW		100% of rated output 27,63kW			
Harmonic	Measured Value (MV) in [A]	Measured Value (MV) in [%]	Measured Value (MV) in [A]	Measured Value (MV) in [%]	Harmonic %	
					Limit in BS EN61000-3-12 in %	
					1 phase	3 phase
2nd	0,075	0,064	0,113	0,096	8%	8%
3rd	0,117	0,099	0,344	0,291	21,6%	N/A
4th	0,091	0,077	0,173	0,146	4%	4%
5th	0,735	0,621	0,481	0,407	10,7%	10,7%
6th	0,039	0,033	0,094	0,079	2,67%	2,67%
7th	0,593	0,501	0,325	0,275	7,2%	7,2%
8th	0,027	0,023	0,042	0,035	2%	2%
9th	0,022	0,018	0,029	0,025	3,8%	N/A
10th	0,025	0,021	0,031	0,026	1,6%	1,6%
11th	0,351	0,296	0,239	0,202	3,1%	3,1%
12th	0,015	0,013	0,022	0,018	1,33%	1,33%
13th	0,296	0,250	0,221	0,187	2%	2%
14th	0,015	0,013	0,020	0,017	N/A	N/A
15th	0,023	0,020	0,017	0,014	N/A	N/A
16th	0,013	0,011	0,018	0,015	N/A	N/A
17th	0,191	0,161	0,146	0,123	N/A	N/A
18th	0,011	0,009	0,015	0,012	N/A	N/A
19th	0,146	0,123	0,137	0,116	N/A	N/A
20th	0,012	0,010	0,014	0,012	N/A	N/A
21th	0,026	0,022	0,012	0,010	N/A	N/A
22th	0,010	0,008	0,012	0,010	N/A	N/A
23th	0,117	0,099	0,098	0,083	N/A	N/A
24th	0,008	0,007	0,010	0,008	N/A	N/A
25th	0,081	0,068	0,089	0,075	N/A	N/A
26th	0,010	0,009	0,013	0,011	N/A	N/A
27th	0,020	0,017	0,011	0,010	N/A	N/A
28th	0,009	0,007	0,010	0,009	N/A	N/A
29th	0,072	0,061	0,070	0,059	N/A	N/A
30th	0,007	0,006	0,008	0,007	N/A	N/A
31th	0,051	0,043	0,057	0,049	N/A	N/A
32th	0,010	0,009	0,012	0,010	N/A	N/A
33th	0,015	0,012	0,011	0,010	N/A	N/A
34th	0,008	0,007	0,010	0,009	N/A	N/A
35th	0,049	0,042	0,057	0,048	N/A	N/A
36th	0,007	0,006	0,008	0,007	N/A	N/A
37th	0,035	0,030	0,040	0,034	N/A	N/A
38th	0,010	0,009	0,010	0,009	N/A	N/A
39th	0,010	0,009	0,011	0,009	N/A	N/A
40th	0,009	0,007	0,009	0,008	N/A	N/A
THD	1,72%		0,70%		23%	13%
PWHD	0,005%		0,001%		23%	22%

Appendix A2-3 Compliance Verification Report for Inverter Connected Power Generating Modules

Extract from test report according to the Engineering Recommendation G99

Nr. 17TH0209-G99/1_1

Power Quality. Harmonics.

SE82.8K

Phase 2

SSEG rating per phase (rpp)						
	At 45-55% of rated output 15,03kW		100% of rated output 27,69kW			
Harmonic	Measured Value (MV) in [A]	Measured Value (MV) in [%]	Measured Value (MV) in [A]	Measured Value (MV) in [%]	Harmonic %	
					Limit in BS EN61000-3-12 in %	
					1 phase	3 phase
2nd	0,071	0,060	0,097	0,082	8%	8%
3rd	0,235	0,199	0,460	0,388	21,6%	N/A
4th	0,074	0,062	0,161	0,136	4%	4%
5th	0,774	0,654	0,635	0,536	10,7%	10,7%
6th	0,052	0,044	0,078	0,066	2,67%	2,67%
7th	0,552	0,467	0,348	0,294	7,2%	7,2%
8th	0,029	0,024	0,027	0,023	2%	2%
9th	0,043	0,037	0,034	0,029	3,8%	N/A
10th	0,025	0,021	0,030	0,026	1,6%	1,6%
11th	0,337	0,285	0,239	0,202	3,1%	3,1%
12th	0,018	0,015	0,025	0,021	1,33%	1,33%
13th	0,281	0,237	0,187	0,158	2%	2%
14th	0,019	0,016	0,018	0,015	N/A	N/A
15th	0,027	0,023	0,040	0,034	N/A	N/A
16th	0,015	0,013	0,020	0,016	N/A	N/A
17th	0,163	0,138	0,142	0,120	N/A	N/A
18th	0,011	0,009	0,015	0,012	N/A	N/A
19th	0,157	0,133	0,106	0,089	N/A	N/A
20th	0,012	0,010	0,012	0,010	N/A	N/A
21th	0,011	0,010	0,031	0,027	N/A	N/A
22th	0,012	0,010	0,017	0,015	N/A	N/A
23th	0,091	0,077	0,092	0,078	N/A	N/A
24th	0,009	0,008	0,009	0,008	N/A	N/A
25th	0,101	0,086	0,075	0,063	N/A	N/A
26th	0,010	0,009	0,012	0,010	N/A	N/A
27th	0,008	0,007	0,025	0,021	N/A	N/A
28th	0,010	0,008	0,014	0,011	N/A	N/A
29th	0,057	0,048	0,058	0,049	N/A	N/A
30th	0,008	0,007	0,009	0,007	N/A	N/A
31th	0,068	0,057	0,060	0,050	N/A	N/A
32th	0,009	0,008	0,012	0,011	N/A	N/A
33th	0,008	0,007	0,018	0,015	N/A	N/A
34th	0,010	0,009	0,011	0,009	N/A	N/A
35th	0,037	0,031	0,036	0,031	N/A	N/A
36th	0,007	0,006	0,008	0,006	N/A	N/A
37th	0,045	0,038	0,048	0,040	N/A	N/A
38th	0,009	0,008	0,011	0,009	N/A	N/A
39th	0,008	0,007	0,016	0,014	N/A	N/A
40th	0,010	0,009	0,010	0,009	N/A	N/A
THD	1,74%		0,82%		23%	13%
PWHD	0,004%		0,001%		23%	22%

Appendix A2-3 Compliance Verification Report for Inverter Connected Power Generating Modules

Extract from test report according to the Engineering Recommendation G99

Nr. 17TH0209-G99/1_1

Power Quality. Harmonics.

SE82.8K

Phase 3

SSEG rating per phase (rpp)						
	At 45-55% of rated output 14,83kW		100% of rated output 27,38kW			
Harmonic	Measured Value (MV) in [A]	Measured Value (MV) in [%]	Measured Value (MV) in [A]	Measured Value (MV) in [%]	Harmonic %	
					Limit in BS EN61000-3-12 in %	
					1 phase	3 phase
2nd	0,098	0,084	0,127	0,108	8%	8%
3rd	0,258	0,220	0,414	0,353	21,6%	N/A
4th	0,046	0,039	0,087	0,074	4%	4%
5th	0,818	0,697	0,544	0,464	10,7%	10,7%
6th	0,028	0,024	0,040	0,034	2,67%	2,67%
7th	0,664	0,566	0,413	0,352	7,2%	7,2%
8th	0,029	0,024	0,034	0,029	2%	2%
9th	0,206	0,176	0,174	0,148	3,8%	N/A
10th	0,021	0,018	0,026	0,022	1,6%	1,6%
11th	0,370	0,316	0,264	0,225	3,1%	3,1%
12th	0,016	0,014	0,019	0,016	1,33%	1,33%
13th	0,384	0,327	0,292	0,249	2%	2%
14th	0,019	0,016	0,017	0,014	N/A	N/A
15th	0,099	0,084	0,098	0,084	N/A	N/A
16th	0,016	0,014	0,019	0,016	N/A	N/A
17th	0,260	0,222	0,209	0,178	N/A	N/A
18th	0,011	0,009	0,013	0,011	N/A	N/A
19th	0,121	0,103	0,132	0,112	N/A	N/A
20th	0,012	0,010	0,013	0,011	N/A	N/A
21th	0,053	0,045	0,041	0,035	N/A	N/A
22th	0,012	0,010	0,017	0,014	N/A	N/A
23th	0,111	0,094	0,121	0,103	N/A	N/A
24th	0,008	0,007	0,011	0,009	N/A	N/A
25th	0,083	0,071	0,098	0,084	N/A	N/A
26th	0,011	0,009	0,013	0,011	N/A	N/A
27th	0,038	0,032	0,048	0,041	N/A	N/A
28th	0,010	0,009	0,015	0,013	N/A	N/A
29th	0,050	0,043	0,071	0,061	N/A	N/A
30th	0,007	0,006	0,009	0,008	N/A	N/A
31th	0,071	0,061	0,089	0,076	N/A	N/A
32th	0,009	0,008	0,012	0,010	N/A	N/A
33th	0,027	0,023	0,011	0,010	N/A	N/A
34th	0,010	0,008	0,013	0,011	N/A	N/A
35th	0,053	0,045	0,068	0,058	N/A	N/A
36th	0,007	0,006	0,008	0,007	N/A	N/A
37th	0,021	0,018	0,053	0,045	N/A	N/A
38th	0,009	0,008	0,011	0,009	N/A	N/A
39th	0,014	0,012	0,020	0,017	N/A	N/A
40th	0,010	0,008	0,011	0,009	N/A	N/A
THD	2,01%		0,84%		23%	13%
PWHD	0,007%		0,002%		23%	22%

Appendix A2-3 Compliance Verification Report for Inverter Connected Power Generating Modules

Extract from test report according to the Engineering Recommendation G99

Nr. 17TH0209-G99/1_1

Power Quality. Power factor.

SE50K

Output power	216,2V	230V	253V	Measured at three voltage levels and at full output. Voltage to be maintained within $\pm 1,5\%$ of the stated level during the test.
20%	0,995	0,993	0,989	
50%	0,999	0,999	0,998	
75%	0,999	0,999	0,999	
100%	0,999	0,999	0,999	
Limit	>0,95	>0,95	>0,95	

SE82.8K

Output power	216,2V	230V	253V	Measured at three voltage levels and at full output. Voltage to be maintained within $\pm 1,5\%$ of the stated level during the test.
20%	0,998	0,997	0,996	
50%	0,999	0,999	0,999	
75%	0,999	0,999	0,999	
100%	0,999	0,999	0,999	
Limit	>0,95	>0,95	>0,95	

Power Quality. Voltage fluctuation and Flicker.

SE25K

	Starting			Stopping			Running	
	dmax	dc	d(t)	dmax	dc	d(t)	Pst	Plt 2 hours
Measured values at test impedance	0,33%	3,3%	0,0%	0,33%	3,3%	0,0%	0,38	0,38
Normalised to standard impedance	0,30%	3,03%	0%	0,30%	3,03%	0%	0,0787	0,0787
Limits set under BS EN 61000-3-11	4%	3,3%	3,3% 500ms	4%	3,3%	3,3% 500ms	1,0	0,65
Test impedance	R	0,24* 0,4 [^]	Ω	XI	0,15* 0,25	Ω		
Standard impedance	R	0,24* 0,4 [^]	Ω	XI	0,15* 0,25 [^]	Ω		

Appendix A2-3 Compliance Verification Report for Inverter Connected Power Generating Modules

Extract from test report according to the Engineering Recommendation G99

Nr. 17TH0209-G99/1_1

Power Quality. DC injection.

SE50K

Phase 1

Test level power [%]	10	55	100
Recorded value [mA]	11,62	8,06	5,63
Recorded value [%]	0,02	0,1	0,01
Limit [%]	0,25	0,25	0,25

Phase 2

Test level power [%]	10	55	100
Recorded value [mA]	46,85	49,43	40,86
Recorded value [%]	0,07	0,07	0,06
Limit [%]	0,25	0,25	0,25

Phase 3

Test level power [%]	10	55	100
Recorded value [mA]	79,51	78,74	76,22
Recorded value [%]	0,11	0,11	0,11
Limit [%]	0,25	0,25	0,25

SE82.8K

Phase 1

Test level power [%]	10	55	100
Recorded value [mA]	4,93	4,37	5,98
Recorded value [%]	0,00	0,00	0,00
Limit [%]	0,25	0,25	0,25

Phase 2

Test level power [%]	10	55	100
Recorded value [mA]	48,58	49,33	35,13
Recorded value [%]	0,04	0,04	0,03
Limit [%]	0,25	0,25	0,25

Phase 3

Test level power [%]	10	55	100
Recorded value [mA]	64,58	70,34	56,93
Recorded value [%]	0,05	0,06	0,05
Limit [%]	0,25	0,25	0,25

Appendix A2-3 Compliance Verification Report for Inverter Connected Power Generating Modules

Extract from test report according to the Engineering Recommendation G99

Nr. 17TH0209-G99/1_1

Fault level Contribution.

SE27.6K

For a directly coupled SSEG			For a Inverter SSEG		
Parameter	Symbol	Value	Time after fault	Volts [V]	Amps [A]
Peak Short Circuit current	I_p	N/A	20ms	45,3	37,3
Initial Value of aperiodic current	A	N/A	100ms	45,3	37,3
Initial symmetrical short-circuit current*	I_k	N/A	250ms	44,2	37,0
Decaying (aperiodic) component of short circuit current*	i_{DC}	N/A	500ms	44,2	37,0
Reactance/Resistance Ratio of source*	X/R	N/A	Time to Trip [s]	0,507	

For rotating machines and linear piston machines the test should produce a 0s – 2s plot of the short circuit current as seen at the Generating Unit terminals.

* Values for these parameters should be provided where the short circuit duration is sufficiently long to enable interpolation of the plot.

Self Monitoring – Solid state switching.	N/A
It has been verified that in the event of the solid state switching device failing to disconnect the Power Park Module, the voltage on the output side of the switching device is reduced to a value below 50 volts within 0,5 seconds.	N/A (No solid state switching device)

Logic Interface (input port) Required by paragraph 11.1.3	P
Confirm that an input port is provided and can be used to shut down the module.	Yes

Technical Note – Short-Circuit Currents in SolarEdge Three Phase Inverters

Version History

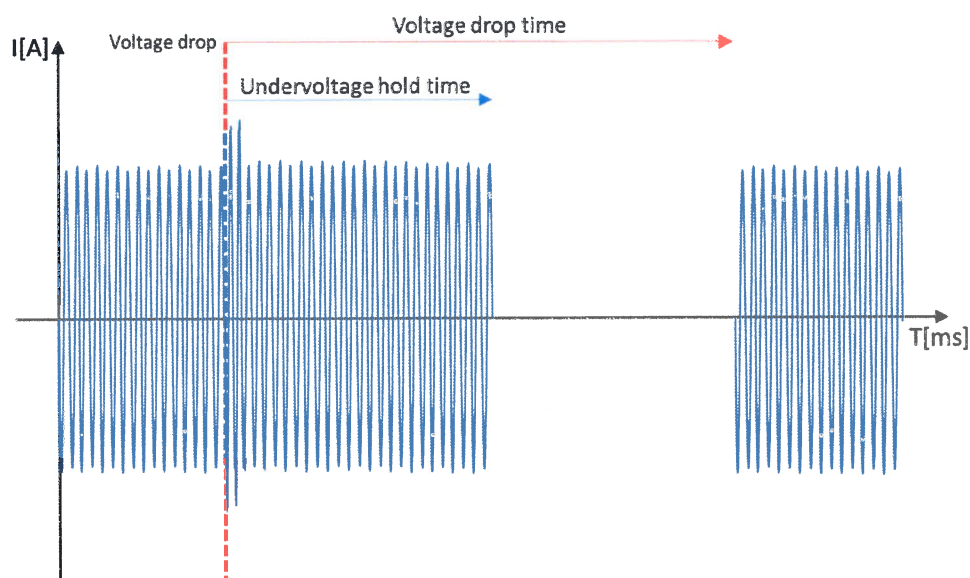
- Version 1.0, January 2021 – first version

Introduction

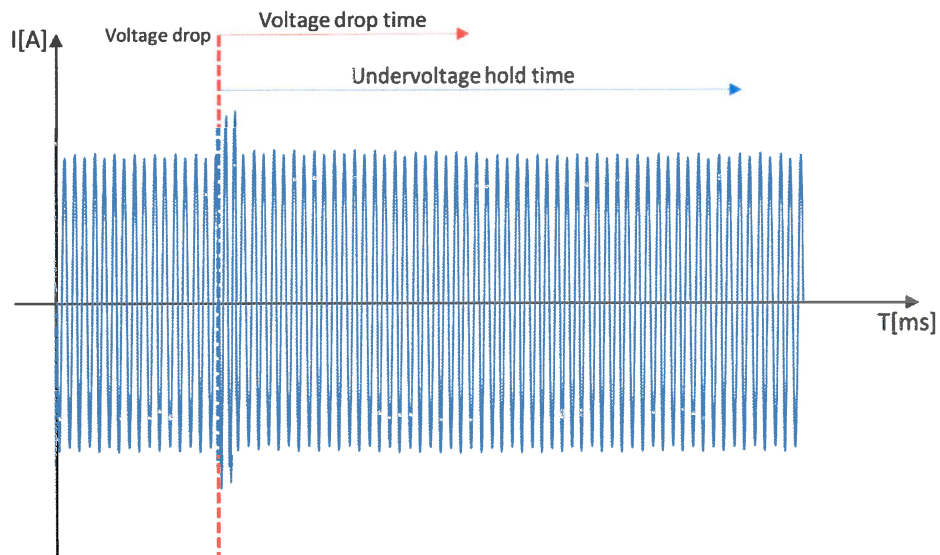
Grid failures may cause photovoltaic inverters to generate currents ("short-circuit currents") that are higher than the maximum allowable current generated during normal operation. For this reason, grid operators may request short-circuit current ratings from vendors in order to prepare for failure scenarios.

This technical note describes the characteristics of the following short-circuit currents:

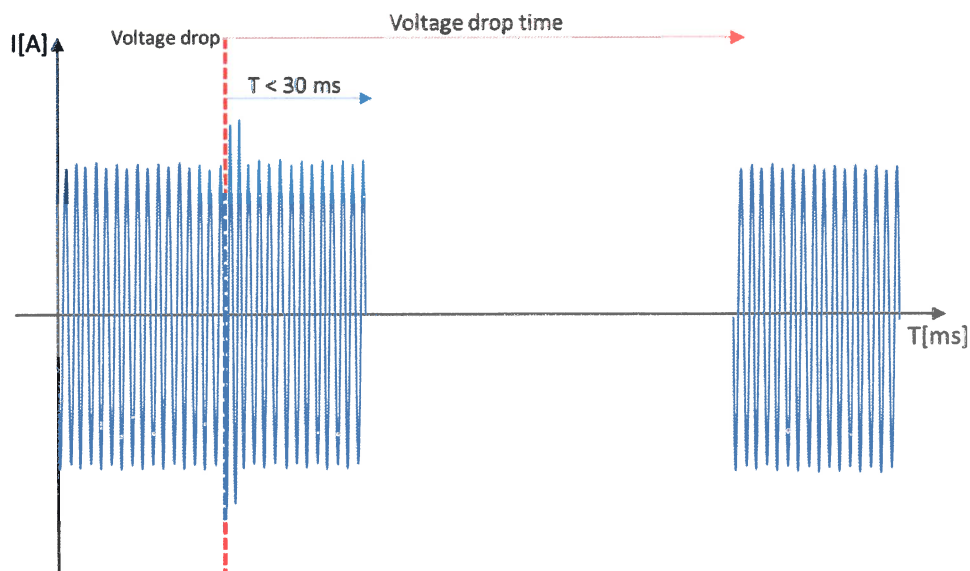
- I_p – the peak current value of the current when a short circuit occurs. Duration: 40 μ s
- I_k'' – the initial symmetrical short-circuit current value, in RMS. Duration: < 30 ms
- I_k – the short-circuit steady-state current, in RMS. The duration of I_k is dependent on country-specific parameters such as Low Voltage Ride Through (LVRT) and the hold time when undervoltage occurs:
 - In cases where $LVRT_{enable} = 0$: The inverter continues to push current until relays are opened.
 - When the undervoltage hold time is less than the voltage drop time, I_k duration equals the undervoltage hold time.



- When the undervoltage hold time is greater than or equal to the voltage drop time, I_k duration equals the voltage drop time (the inverter continues to push current until grid function returns to normal).



- In cases where $LVRTenable = 2$: The inverter stops pushing current after a period of less than 30ms following the voltage drop, I_k duration is less than 30ms.



Short circuit current ratings during fault (without reactive current during the fault)

For three phase inverters and three phase inverters with Synergy technology

Part Numbers: SExxxK-xxxxBxxxx

Inom (A)	Inverter Model @400 L-L	Ip (A)	Ik'' (A)	Ik (A)	Ip Duration (us)	Ik'' Duration (ms)	Ik Duration (ms)
120	82.8	277.2	130.5	130.5	40	<30	Dependent on country-specific parameters: 1. LVRTenable=0 – the duration is the lesser of undervoltage hold time and the voltage drop time 2. LVRTenable=2 – the duration is less than 30ms
80	55	184.8	87	87	40	<30	
72.5	50	176.8	88.4	84.4	40	<30	
40	27.6	92.4	43.5	43.5	40	<30	
36.2	25	88.4	44.2	42.2	40	<30	

Inom (A)	Inverter Model @480 L-L	Ip (A)	Ik'' (A)	Ik (A)	Ip Duration (us)	Ik'' Duration (ms)	Ik Duration (ms)
120	100	277.2	130.5	130.5	40	<30	Dependent on country-specific parameters: 1. LVRTenable=0 – the duration is the lesser of undervoltage holdtime and the voltage drop time 2. LVRTenable=2 – the duration is less than 30ms
80	66.6	184.8	87	87	40	<30	

For three phase inverters and three phase inverters with Synergy technology

Part Numbers: SExxxK-xxxxlxxxx¹

Inom (A)	Inverter Model @400 L-L	Ip (A)	Ik'' (A)	Ik (A)	Ip Duration (us)	Ik'' Duration (ms)	Ik Duration (ms)
145	100	294	159	159	40	<30	Dependent on country-specific parameters: 1. LVRTenable=0 – the duration is the lesser of undervoltage hold time and the voltage drop time 2. LVRTenable=2 – the duration is less than 30ms
130.5	90	288	159	159	40	<30	
120	82.8	285	159	159	40	<30	
96.5	66.6	196	106	106	40	<30	
80	55	190	106	106	40	<30	
72.5	50	182	53	53	40	<30	
48.25	33.3	98	53	53	40	<30	
43.5	30	96	53	53	40	<30	
40	27.6	95	53	53	40	<30	
36.25	25	91	53	53	40	<30	

Inom (A)	Inverter Model @480 L-L	Ip (A)	Ik'' (A)	Ik (A)	Ip Duration (us)	Ik'' Duration (ms)	Ik Duration (ms)
145	120	294	159	159	40	<30	Dependent on country-specific parameters: 1. LVRTenable=0 – the duration is the lesser of undervoltage hold time and the voltage drop time 2. LVRTenable=2 – the duration is less than 30ms
120	100	285	159	159	40	<30	
96.5	80	196	106	106	40	<30	
80	66.6	190	106	106	40	<30	

Inom (A)	Inverter Model @208 L-L	Ip (A)	Ik'' (A)	Ik (A)	Ip Duration (us)	Ik'' Duration (ms)	Ik Duration (ms)
145	50	294	159	159	40	<30	Dependent on country-specific parameters: 1. LVRTenable=0 – the duration is the lesser of undervoltage hold time and the voltage drop time 2. LVRTenable=2 – the duration is less than 30ms
120	43.2	285	159	159	40	<30	
96.5	17.3	98	53	53	40	<30	
80	14.4	95	53	53	40	<30	

¹ Applicable for models SE25K and above



Certificate

Manufacturer / applicant: SMA Solar Technology AG
Sonnenallee 1
34266 Niestetal
Germany

Product type: Grid-tied photovoltaic inverter

Model: SC 4000 UP, SC 4200 UP, SC 4400 UP, SC 4600 UP
SCS-1900-10, SCS-2200-10, SCS-2475-10, SCS-2900-10, SCS 3450 UP, SCS
3600 UP, SCS 3800 UP, SCS 3950 UP
SC-3000-EV-10, SC-2750-EV-10, SC-2500-EV-10, SC-2475-10,
SC-2200-10

The certificate refers to the stated model(s) which passed the tests according to the applicable standard(s):

IEC 62109-1:2010, EN 62109-1:2010, DIN EN 62109-1:2011

Safety of power converters for use in photovoltaic power systems – Part 1: General requirements

IEC 62109-2:2011, EN 62109-2:2011, DIN EN 62109-2:2012

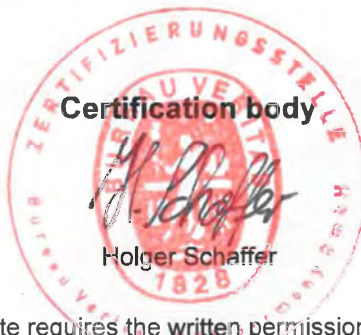
Safety of power converters for use in photovoltaic power systems - Part 2: Particular requirements for inverters

Report number: 15TH0407-IEC62109-1_0
15TH0407-IEC62109-2_0

Certification program: NSOP-0033-DEU-ZE-V01

Certificate number: U20-0407

Date of issue: 2020-06-08



A partial representation of the certificate requires the written permission of Bureau Veritas Consumer Products Services Germany GmbH

Certification body of Bureau Veritas Consumer Products Services Germany GmbH
Accredited according to DIN EN ISO/IEC 17065

Ratings:	SC 4600 UP		SC 4400 UP		SC 4200 UP		SC 4000 UP	
Ambient temperature [°C]:	25	50	25	50	25	50	25	50
MPP DC voltage range [V]:	1003 - 1325	1003 - 1100	962 - 1325	962 - 1100	921 - 1325	921 - 1100	880 - 1325	880 - 1100
Max. DC voltage [V]:	1500		1500		1500		1500	
Output AC voltage [V]:	690, 50/60 Hz		660, 50/60 Hz		630, 50/60 Hz		600, 50/60 Hz	
Output power [kVA]:	4600	3910	4400	3740	4200	3570	4000	3400

Ratings:	SCS 3950 UP		SCS 3800 UP		SCS 3600 UP		SCS 3450 UP	
Ambient temperature [°C]:	25	50	25	50	25	50	25	50
MPP DC voltage range [V]:	1003 - 1500	1003 - 1500	962 - 1500	962 - 1500	921 - 1500	921 - 1500	880 - 1500	880 - 1500
Max. DC voltage [V]:	1500		1500		1500		1500	
Output AC voltage [V]:	690, 50/60 Hz		660, 50/60 Hz		630, 50/60 Hz		600, 50/60 Hz	
Output power [kVA]:	3960	3365	3800	3230	3620	3075	3450	2930

Ratings:	SCS-1900-10		SCS-2200-10		SCS-2475-10		SCS-2900-10	
Ambient temperature [°C]:	25	50	25	50	25	50	25	50
MPP DC voltage range [V]:	500 - 950	500 - 950	570 - 950	570 - 950	634 - 1000	634 - 1000	740 - 1100	740 - 1100
Max. DC voltage [V]:	1100		1100		1100		1100	
Output AC voltage [V]:	337, 50/60 Hz		385, 50/60 Hz		434, 50/60 Hz		520, 50/60 Hz	
Output power [kVA]:	1900	1710	2200	2000	2475	2250	2940	2670

Ratings:	SC-3000-EV		SC-2750-EV-10		SC-2500-EV-10		SC-2200-10	
Ambient temperature [°C]:	35	50	35	50	35	50	35	50
MPP DC voltage range [V]:	930 - 1425	930 - 1275	875 - 1425	875 - 1275	850 - 1425	850 - 1275	570 - 950	570 - 800
Max. DC voltage [V]:	1500		1500		1500		1100	
Output AC voltage [V]:	655, 50/60 Hz		600, 50/60 Hz		550, 50/60 Hz		385, 50/60 Hz	
Output power [kVA]:	3000	2700	2750	2500	2500	2250	2200	2000

Ratings:	SC-2475-10	
Ambient temperature [°C]:	35	50
MPP DC voltage range [V]:	800 - 950	800 - 950
Max. DC voltage [V]:	1100	
Output AC voltage [V]:	434, 50/60 Hz	
Output power [kVA]:	2475	2250

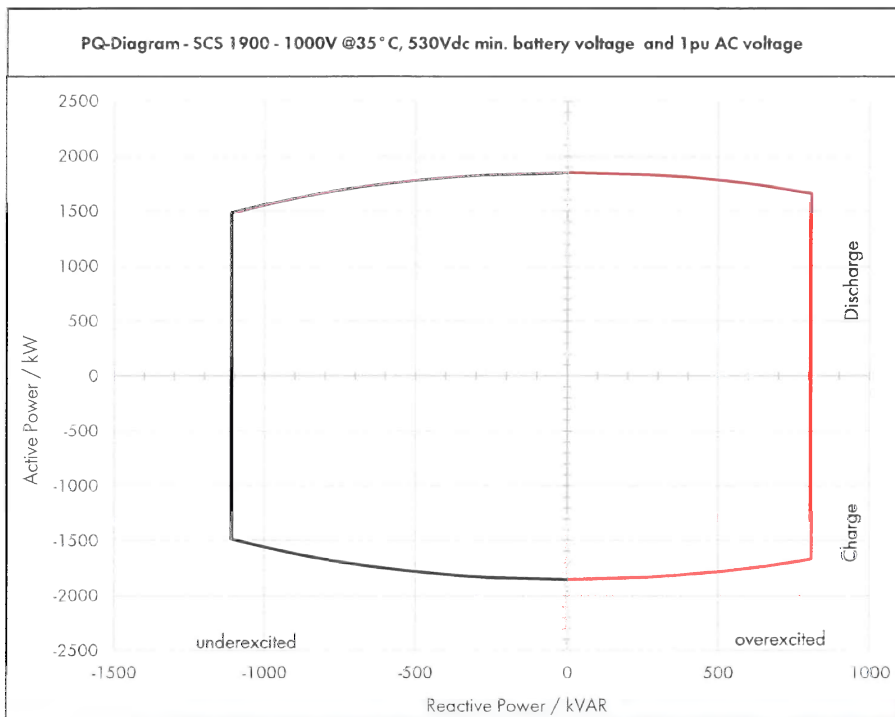


Sunny Central Storage Inverter PQ Capability

SCS (UP) (-XT) device	1900 - 1000V	
Design Temperature	35	°C
Installation Altitude	0 ... 1000	m
Max. Battery Voltage	910	V _{DC}
Min. Battery Voltage	530	V _{DC}
AC Voltage	1,00	pu
PF Dis-OE (@min Battery Voltage)	0,9	Required battery voltage for PF 0,8 Dis-OE: 546 VDC
PF Cha-OE (@min Battery Voltage)	0,9	Required battery voltage for PF 0,8 Cha-OE: 546 VDC

All values on inverter terminal level!

Power Factor adjustable: 0,8 UE to 0,8 OE



PF	Apparent Power [kVA]				Active Power [kW]				Reactive Power [kVAR]			
	Dis-OE	Dis-UE	Cha-OE	Cha-UE	Dis-OE	Dis-UE	Cha-OE	Cha-UE	Dis-OE	Dis-UE	Cha-OE	Cha-UE
0,8	1851	1851	1851	1851	1481	1481	-1481	-1481	807	-1110	807	-1110
0,81	1851	1851	1851	1851	1499	1499	-1499	-1499	807	-1085	807	-1085
0,82	1851	1851	1851	1851	1518	1518	-1518	-1518	807	-1059	807	-1059
0,83	1851	1851	1851	1851	1536	1536	-1536	-1536	807	-1032	807	-1032
0,84	1851	1851	1851	1851	1555	1555	-1555	-1555	807	-1004	807	-1004
0,85	1851	1851	1851	1851	1573	1573	-1573	-1573	807	-975	807	-975
0,86	1851	1851	1851	1851	1592	1592	-1592	-1592	807	-944	807	-944
0,87	1851	1851	1851	1851	1610	1610	-1610	-1610	807	-912	807	-912
0,88	1851	1851	1851	1851	1629	1629	-1629	-1629	807	-879	807	-879
0,89	1851	1851	1851	1851	1647	1647	-1647	-1647	807	-844	807	-844
0,9	1851	1851	1851	1851	1666	1666	-1666	-1666	807	-807	807	-807
0,91	1851	1851	1851	1851	1684	1684	-1684	-1684	767	-767	767	-767
0,92	1851	1851	1851	1851	1703	1703	-1703	-1703	725	-725	725	-725
0,93	1851	1851	1851	1851	1721	1721	-1721	-1721	680	-680	680	-680
0,94	1851	1851	1851	1851	1740	1740	-1740	-1740	631	-631	631	-631
0,95	1851	1851	1851	1851	1758	1758	-1758	-1758	578	-578	578	-578
0,96	1851	1851	1851	1851	1777	1777	-1777	-1777	518	-518	518	-518
0,97	1851	1851	1851	1851	1795	1795	-1795	-1795	450	-450	450	-450
0,98	1851	1851	1851	1851	1814	1814	-1814	-1814	368	-368	368	-368
0,99	1851	1851	1851	1851	1832	1832	-1832	-1832	261	-261	261	-261
1	1851	1851	1851	1851	1851	1851	-1851	-1851	0	0	0	0

Dis-OE: Discharge Overexcited
 Dis-UE: Discharge Underexcited
 Cha-OE: Charge Overexcited
 Cha-UE: Charge Underexcited

Overexcited (OE): +Q, +PF, Leading PF, Injecting kVAR
 Underexcited (UE): -Q, -PF, Lagging PF, Absorbing kVAR

b) Measurements according to BDEW (50Hz)

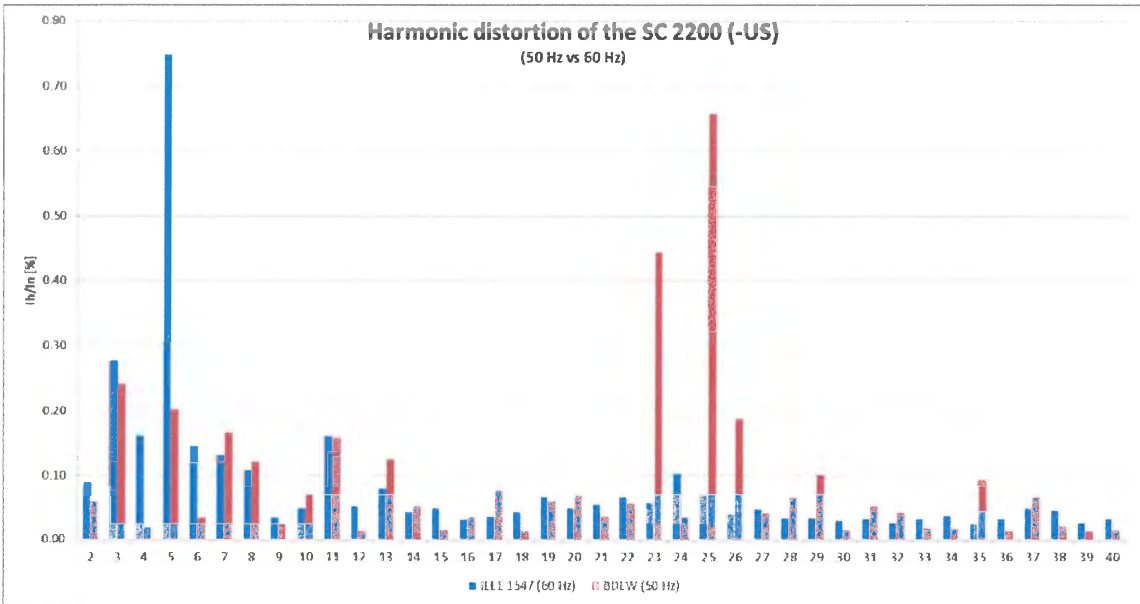


Figure 6: Harmonic distortion comparison at 50Hz and 60Hz grid frequency

Order	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18
Iv/In [%]	0.06	0.07	0.02	0.20	0.02	0.17	0.10	0.02	0.06	0.16	0.01	0.11	0.05	0.01	0.03	0.07	0.01
Order	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35
Iv/In [%]	0.06	0.04	0.04	0.03	0.44	0.04	0.66	0.19	0.03	0.06	0.04	0.01	0.04	0.04	0.02	0.02	0.06
Order	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	THC	
Iv/In [%]	0.01	0.06	0.02	0.01	0.01	0.03	0.01	0.02	0.02	0.01	0.02	0.03	0.01	0.02	0.02	0.91	

Table 3: Total Harmonic distortion at 100% P_{AC} (50 Hz)

c) Simulation with Power Factor

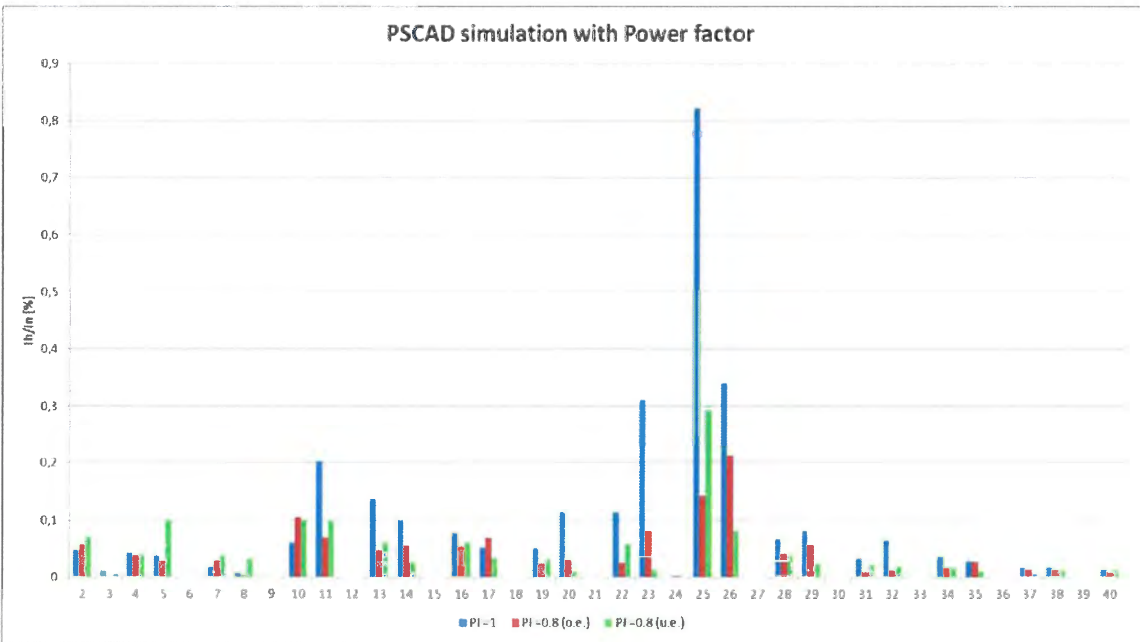


Figure 7: Harmonic distortion with Power Factor including a Dy transformer

6. Ride Through capabilities

The inverter has the capability to support the grid by remaining online or by reactive power feed-in during a temporary change of the grid voltage beyond preset low voltage (LV) and high voltage (HV) thresholds. The below figure describes the max. voltage ride-through (VRT) capabilities of the SC XXXX (-US). If the max. disconnecting delay time at specific voltage levels is exceeded, the inverter switches off and reconnects to the grid when the voltage returns to the preset nominal operation window.

A project specific VRT window can be defined with the parameters described in the inverter's operating manual.

The Voltage Ride Through capability of the inverter depends on the battery voltage. More important for HVRT is the battery voltage level, the higher the voltage the better the HVRT capabilities.

Please contact your responsible Application Engineer to simulate HVRT behavior in respect to the battery impedance and required state of charge.

- ➔ The inverter is fully capable riding through a HVRT event, DC Battery design has to be able to withstand the fault voltage and the resulting current in dependency of the battery impedance

The inverter will also ride through abnormal frequency events with the capability of reducing the output power at high frequency or increasing output power for low frequency scenarios. The ride-through capabilities are described below with similar possibilities to adjust the window as for the voltage ride-through.

a) Voltage Ride Through

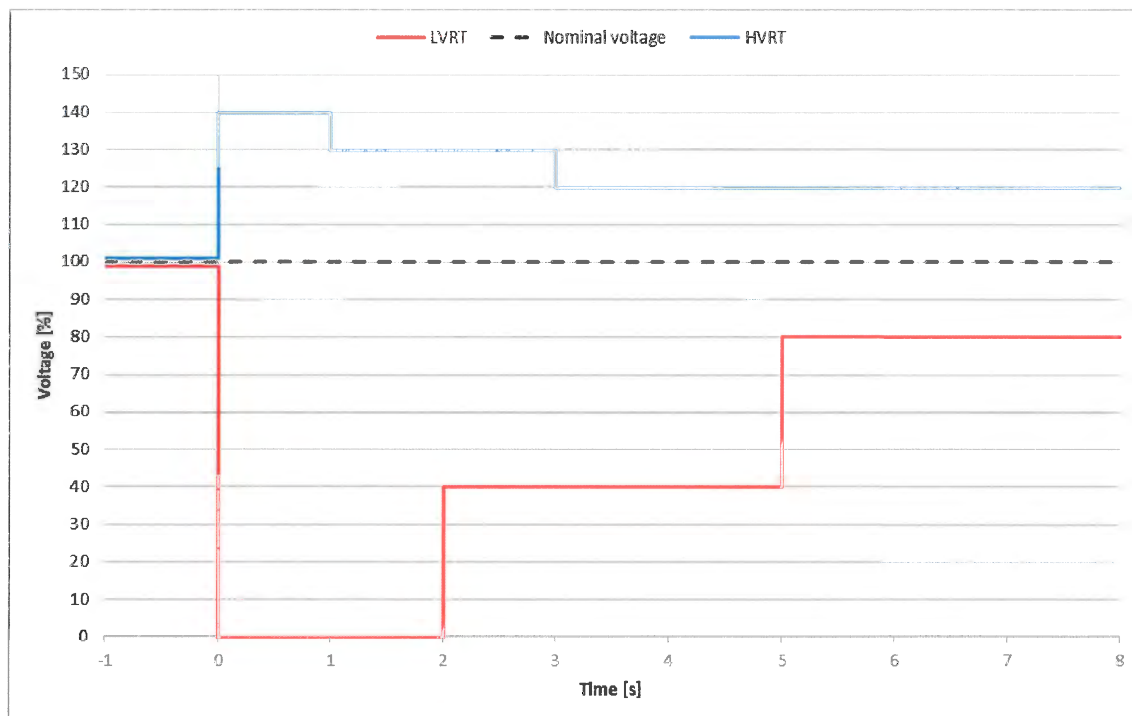


Figure 21: LVRT/HVRT capabilities

b) Frequency Ride Through

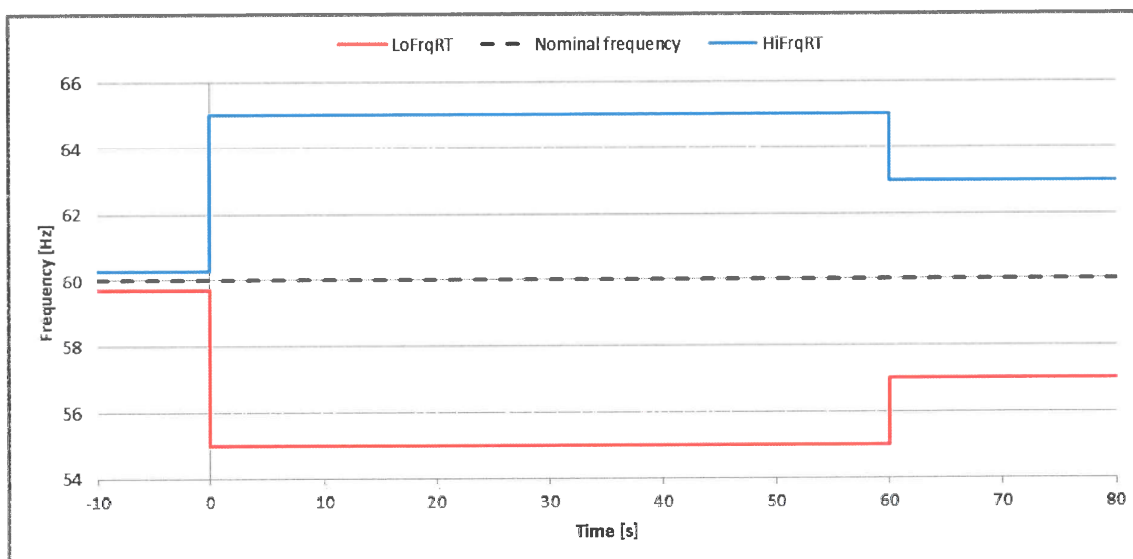


Figure 22: LoFrqRT/HiFrqRT capabilities (60 Hz)

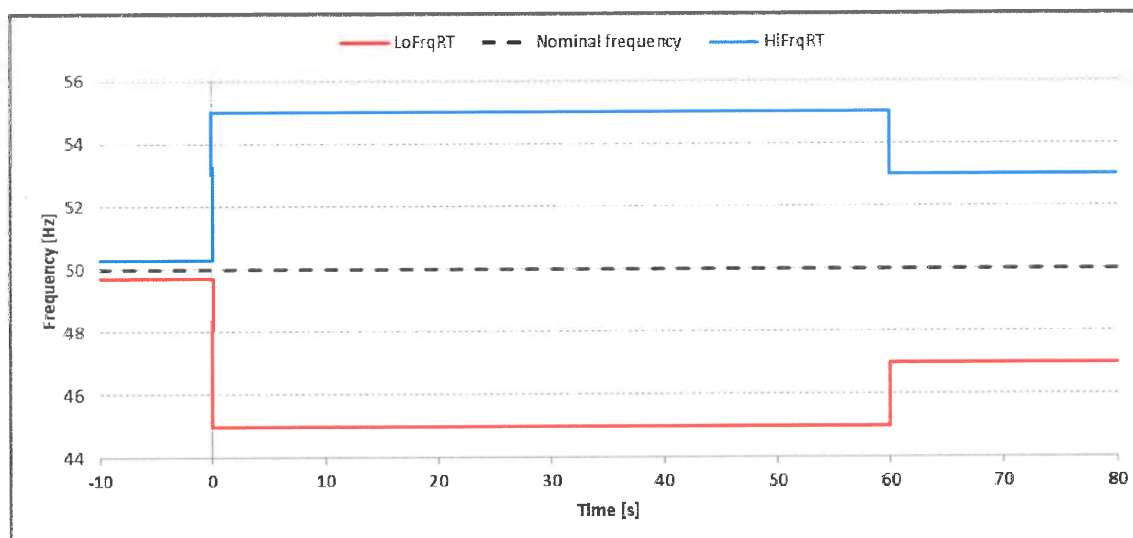


Figure 23: LoFrqRT/HiFrqRT capabilities (50 Hz)

Niestetal, August 8th 2019

SMA Solar Technology AG

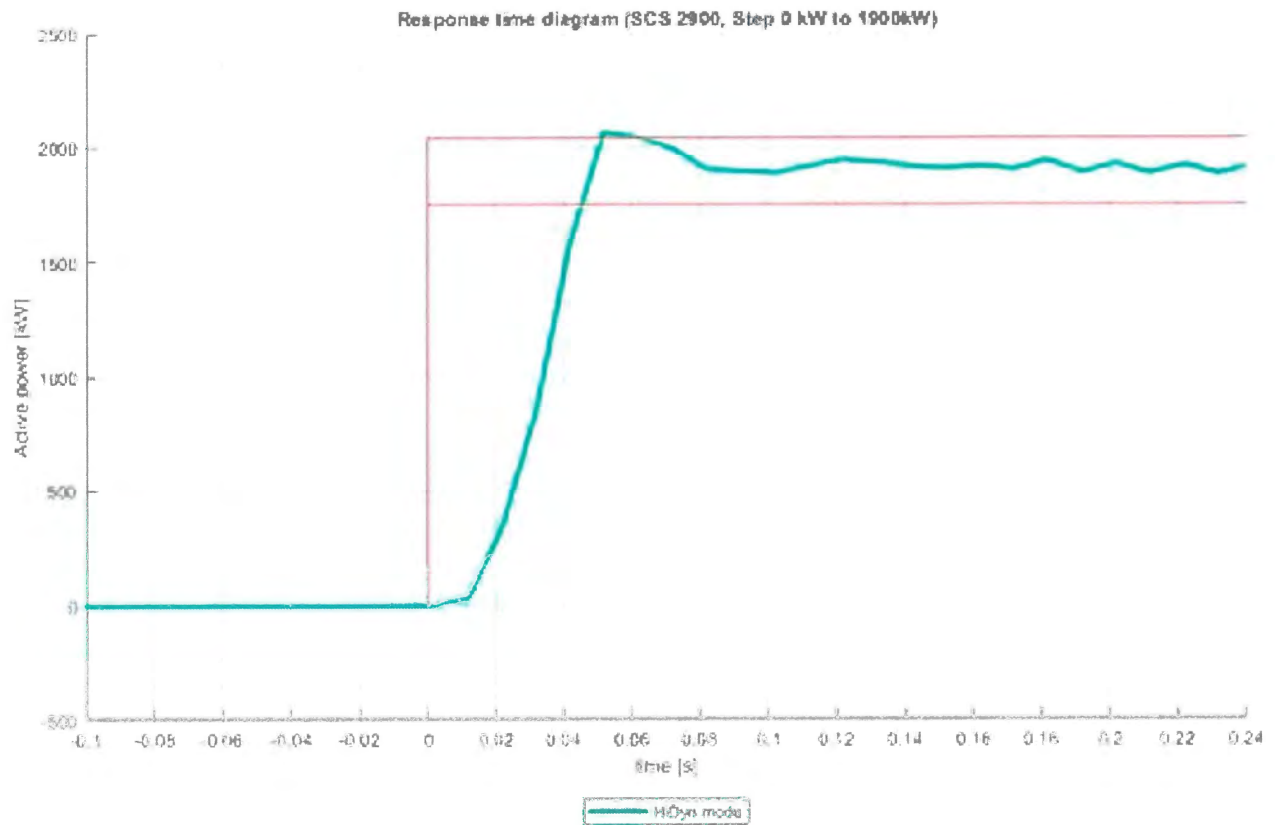
Sonnenallee 1

34266 Niestetal/ Germany

i. A. Johannes Otto

Product Manager SCS

BU LS PGI



ANEXA calcul indicatori de siguranță în funcționare și fiabilitate pentru racordarea la RED CEF COJANI

Indicatorii de siguranță estimați ca necesari pentru evaluarea comportamentului instalațiilor electrice, utilizați pentru contractele de racordare a utilizatorilor la rețeaua de energie electrică și pentru studiile de planificare și dezvoltare sunt calculați în acord cu precizările normativului NTE 005/06 Normativ privind metodele și elementele de calcul al siguranței în funcționare a instalațiilor energetice, aprobat prin decizia ANRE 1424/2006 – ce înlocuiește PE0013/94.

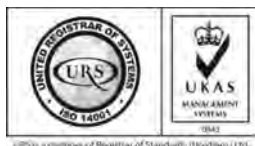
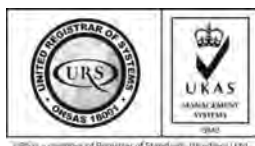
S-au calculat indicatorii care se referă la întreruperi accidentale. Întreruperile planificate, ca număr și durată, vor fi în conformitate cu Standardul de Performanță.

Criteriul de siguranță considerat este prezența tensiunii la punctele de delimitare a instalațiilor între operatorul de rețea Distribuție Energie Oltenia SA și centralele: CEF Cojani2 Parc1- 7.4262 MW , Parc2 – 7,544 MW racordate pe barele de 20 kV din stația Cărbunești, respectiv CEF Cojani2 Parc 1 – 4,057 MW racordat pe LEA 20kV Zorlesti, CEF Cojani2 Parc 2 – 5,474 MW racordat pe LEA 20kV Colibari, CEF Cojani2 Parc 3 – 5,474 MW racordat pe LEA 20kV Albeni,

Valori pentru indicatorii de fiabilitate utilizate în calcule s-au folosit cele precizate în anexele NTE 005/06 Normativ privind metodele și elementele de calcul al siguranței în funcționare a instalațiilor energetice. S-a calculat fiabilitatea intrinsecă a schemei de racordare. Valorile λ și μ pentru echipamente, utilizate în calcule sunt:

Element	$\lambda \times 10^{-4}$ ore	$\mu \times 10^{-4}$ ore
Înterruptor 110 kV	0.013	208
Separator 110 kV	0.0028	1250
Transformator de curent	0.002	1250
Trafo de tensiune	0.0008	1250
Bare 110 kV	0.015	1250

ISO 14001,18001
certificate de



Design Power

Înteruptor mt	0.025	750
Separator mt	0.003	600
Transformator de curent	0.002	500
Transformator tensiune	0.011	250
Bare mt	0.012	597
LEA mt	0,06/km	1250
LES mt	0,26/km	210

Durata de referință pentru calculul indicatorilor este 8760 ore. S-au obținut următorii indicatori de fiabilitate pentru punctele de delimitare:

Punct delimitare	$\lambda \times 10^{-4}$ ore	$\mu \times 10^{-4}$ ore	Nr. mediu anual de întreruperi (intr./an)	Durata medie de insucces (ore/an)	Nr max de întreruperi	Durata maximă de restabilire (ore)
Parc1 racordare pe bara 20kV	0,046	702	0,04	5,75	1	14
Parc2 racordare pe bara 20kV	0,046	702	0.04	5.75	1	14
Parc1 rac pe LEA Zorlesti	0.494	504	0.43	8.5	2	19
Parc2 rac pe LEA Colibari	0.497	506	0.436	8.6	2	19.7
Parc3 rac pe LEA Albeni	0.449	476	0.394	8.1	2	21

Schema bloc

8 – LEA – LES 20 kV

	Nr	mediu	anual	de	intreruperi
				Durata	maxima

$$M[v_R(T)] = \frac{\mu_e \times \lambda_e \times T}{\lambda_e + \mu_e} \approx \lambda_e \times T$$

$$M[T_d] = \frac{1}{\mu_e}$$

Durata medie

$$M[\beta_R(T)] = \frac{\lambda_e \times T}{\lambda_e + \mu_e} = M[v_R(T)] \times M[T_d]$$

Pentru elementele serie:

$$\lambda_{echiv} = \sum \lambda \text{ elemente}$$

$$\mu_{echiv} = \lambda_{echiv} / (\sum \lambda / \mu)$$

Pentru 2 elementele in paralel :

$$\lambda_{echiv} = \lambda_1 * \lambda_2 * \mu_{echiv} / (\mu_1 * \mu_2 + \lambda_1 * \mu_2 + \lambda_2 * \mu_1)$$

$$\mu_{echiv} = \mu_1 + \mu_2$$

Ing. Răzvan STOICA TARȚA





Atestat ANRE E1 nr. 15113/09.09.2019

SC ELPROCONS ELECTRIC SRL TÂRGU JIU

J18/388/2014, CUI: RO33457298

Telefon: 730 280 623, e-mail: elprocons.electric@yahoo.ro

Cont IBAN: RO02 RZBR 0000 0600 1700 8337

Raiffeisen BANK - Agentia Gorj

MANAGEMENT SYSTEM

CERTIFIED



ISO 9001 ISO 14001

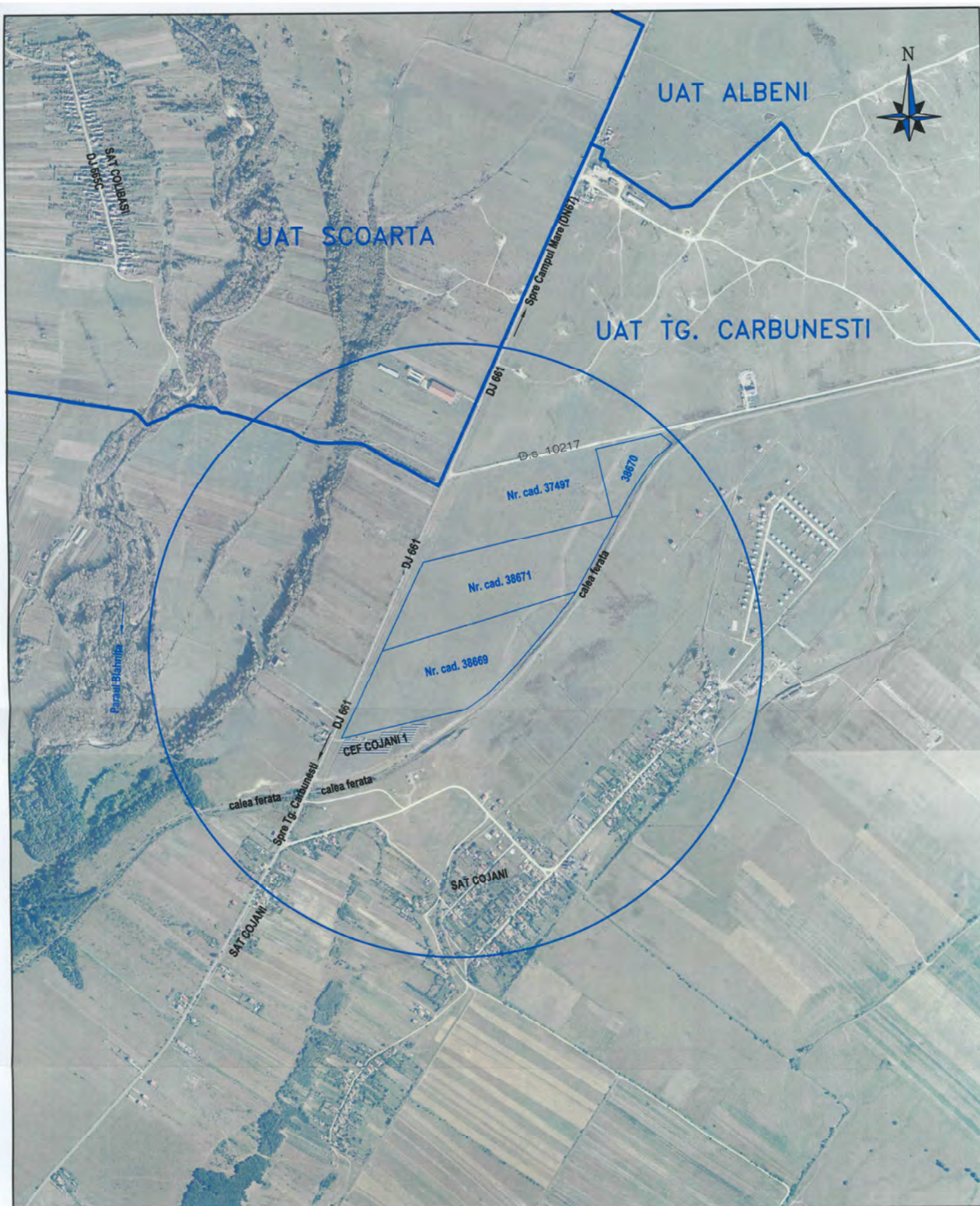
**RACORDAREA LA RETEAUA ELECTRICA
DE DISTRIBUTIE A CENTRALEI
FOTOVOLTAICE CU $P_i=15006KW$,
LOCALITATEA TG-CARBUNESTI, SAT
COJANI, JUDETUL GORJ**

Beneficiar:

DISTRIBUTIE ENERGIE OLTENIA S.A.

**FAZA: STUDIU DE SOLUTIE (SS)
LUCRAREA NR. 03/2021, ACT. 1
VOL. II – PARTE DESENATA + ANALIZA
REGIMURI DE FUNCTIONARE RETEA MT**

Exemplar nr. 1



LEGENDA

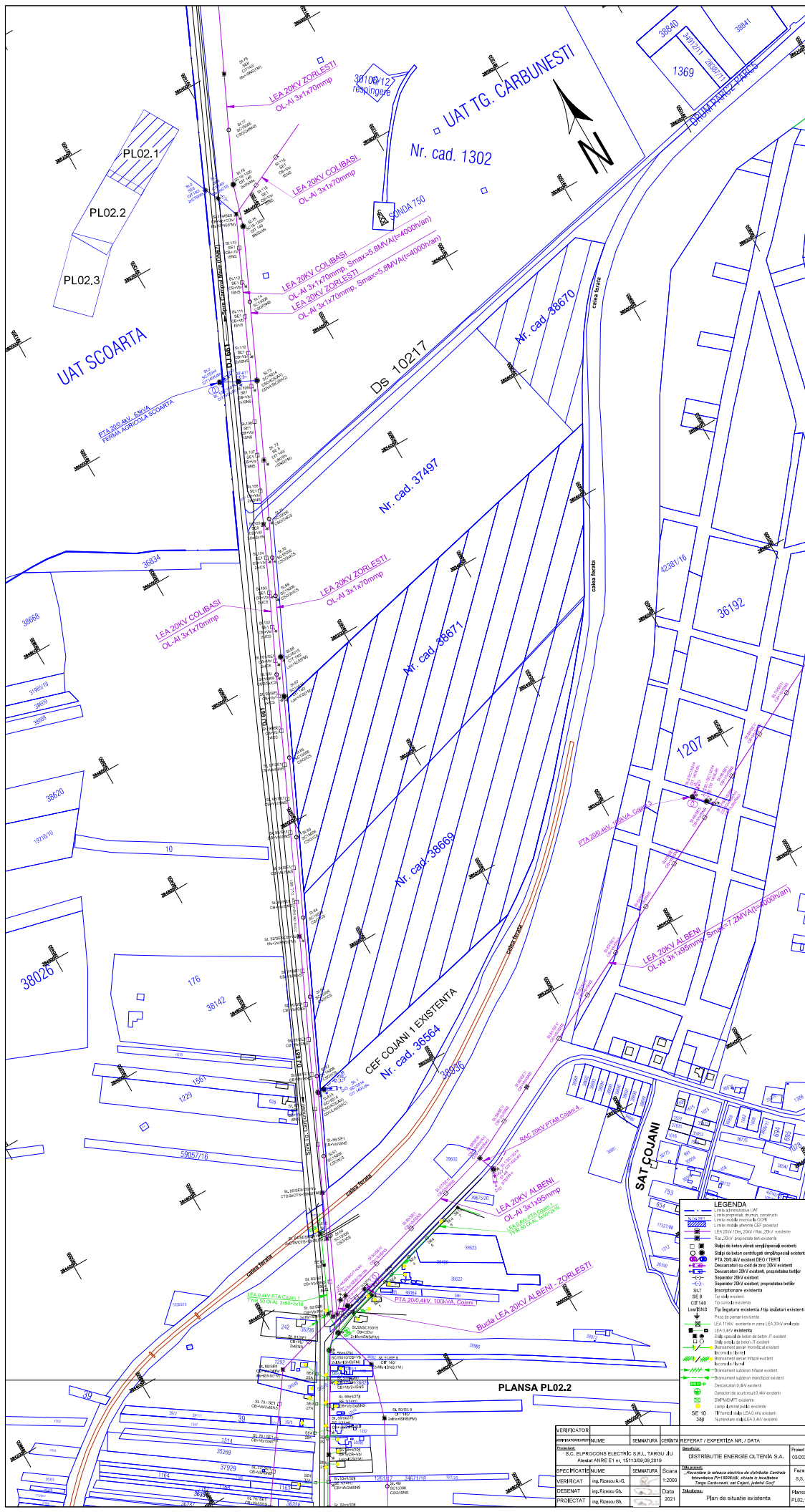
Zona studiata

Limita UAT-uri

36438

Nr. cad. si limite imobile
inscrise la OCPI

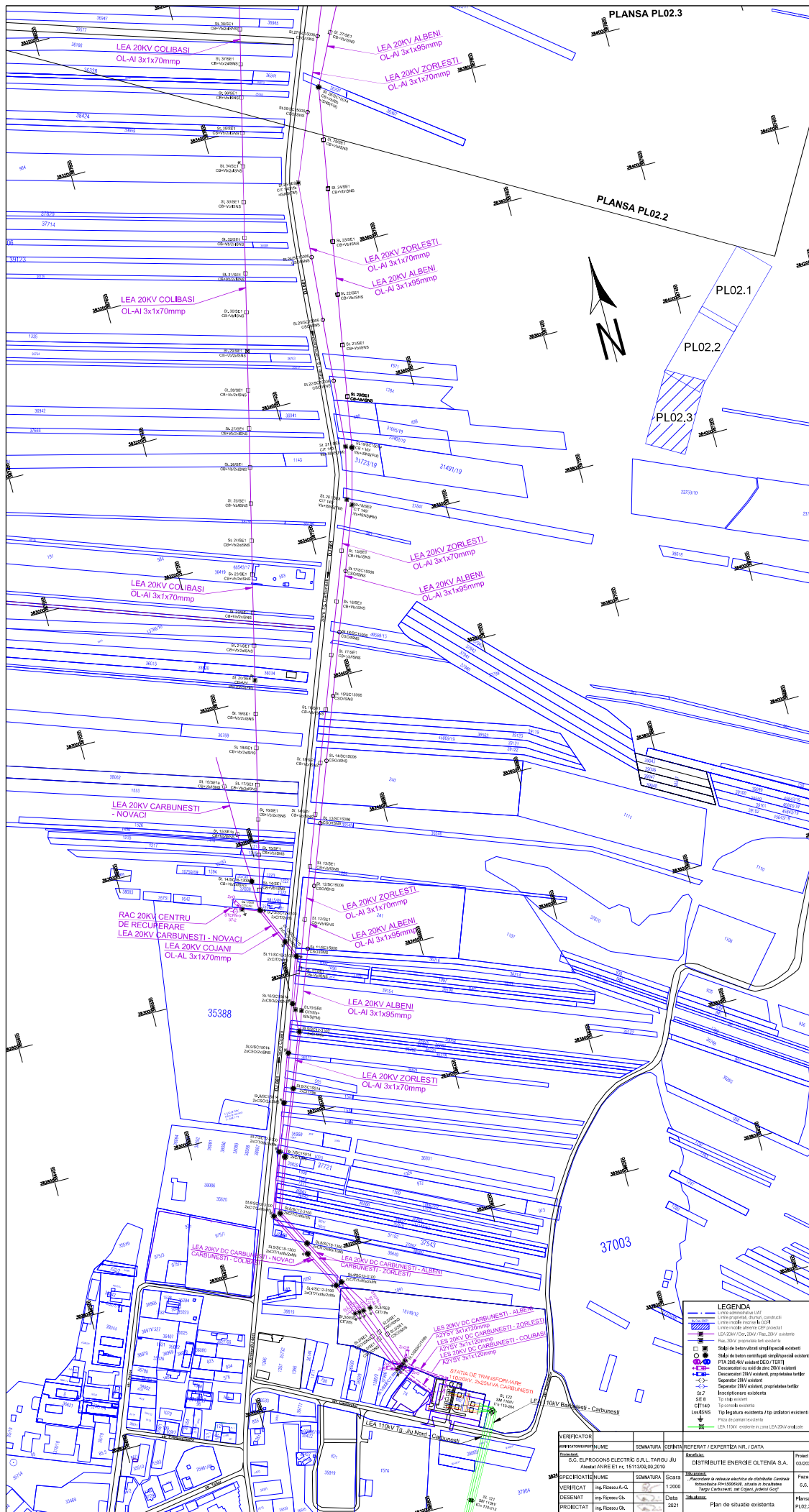
VERIFICATOR				REFERAT / EXPERTIZA NR. / DATA	
VERIFICATOR/EXPERT	NUME	SEMNATURA	CERINTA		
Proiectant:			Beneficiar:		Proiect nr.
S.C. ELPROCONS ELECTRIC S.R.L. TARGU JIU			DISTRIBUTIE ENERGIE OLTENIA S.A.		03/2021
Atestat ANRE E1 nr. 15113/09.09.2019					
SPECIFICATIE	NUME	SEMNATURA	Scara	Titlu proiect:	
VERIFICAT	ing. Rizescu A.-G.		1:10000	„Recordare la retea electrica de distributie Centrala fotovoltaica P=15000kW, situata in localitatea Targu Carbunesti, sat Cojani, judetul Gorj”	Faza S.S.
DESENAT	ing. Rizescu Gh.		Data 2021	Titlu plansa:	
PROIECTAT	ing. Rizescu Gh.			Plan de incadrare in zona	Plansa PL01

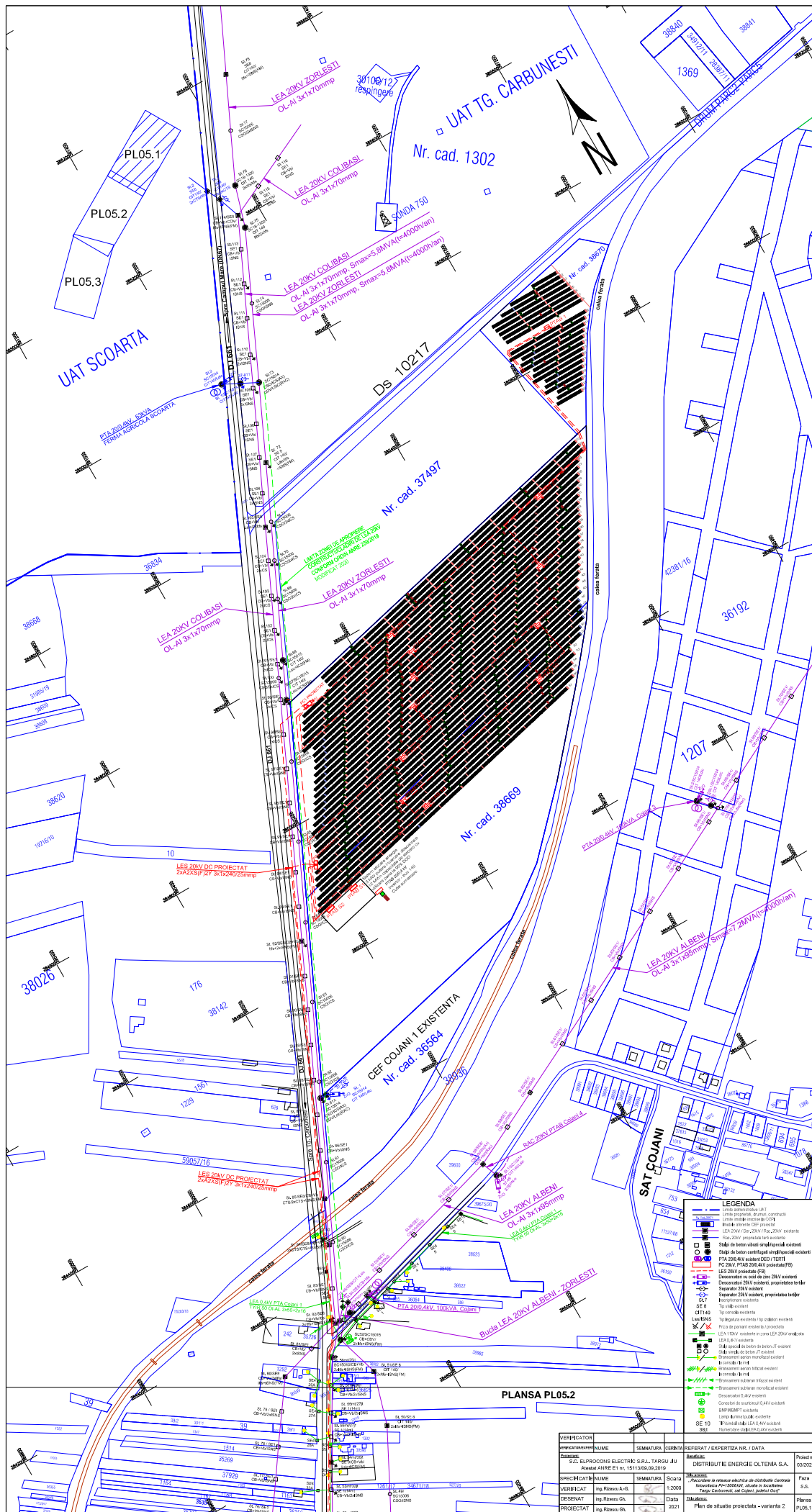


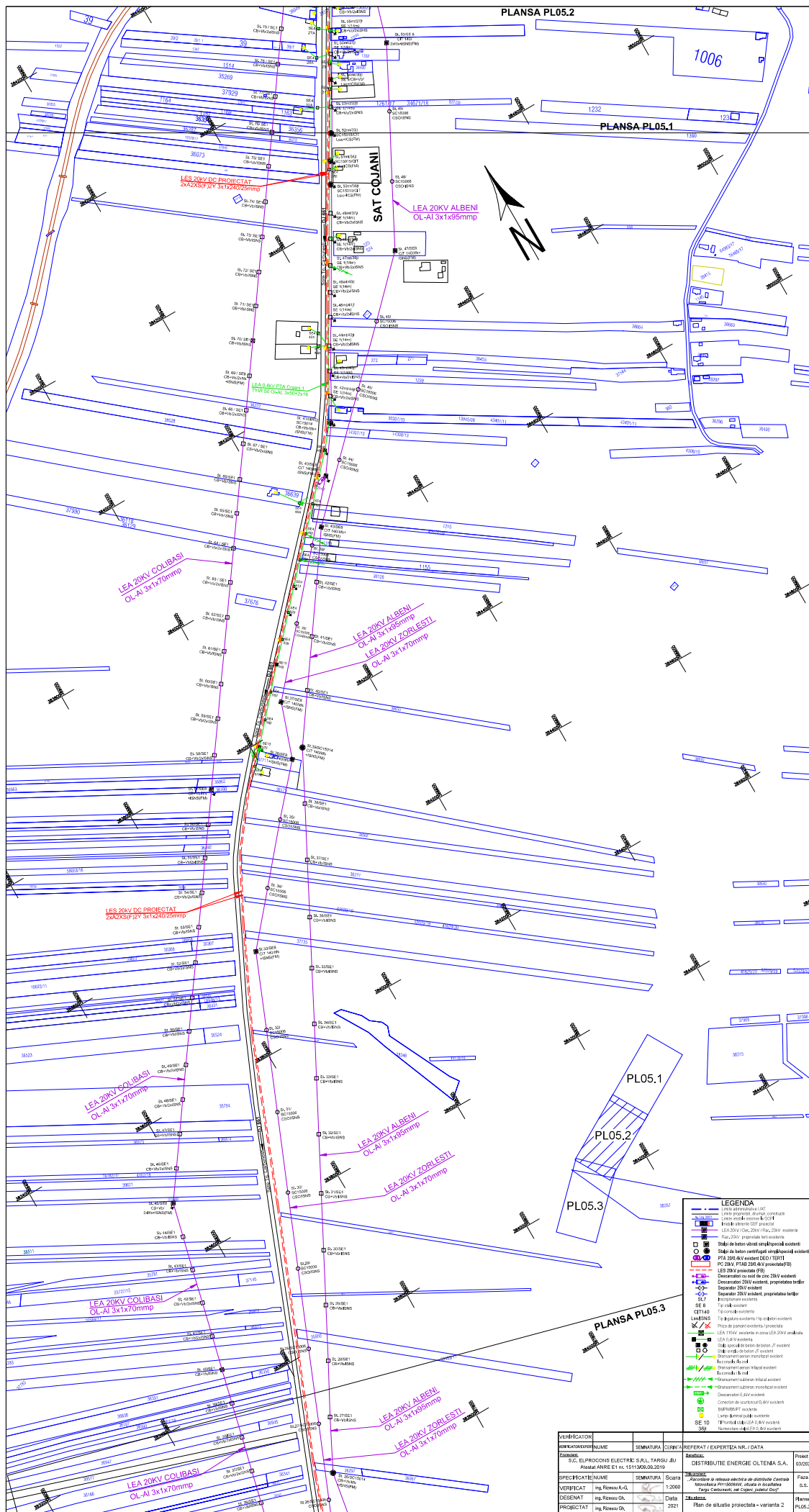
VERIFICATOR	SEMANTURĂ	DATA	PROIECTAT
ING. AL. POPESCU	ING. AL. POPESCU	15.11.2019	15.11.2019
VERIFICAT	SEMANTURĂ	DATA	PROIECTAT
ING. POPESCU	ING. POPESCU	15.11.2019	15.11.2019
PROIECTAT	ING. POPESCU	15.11.2019	15.11.2019

REMARKS:

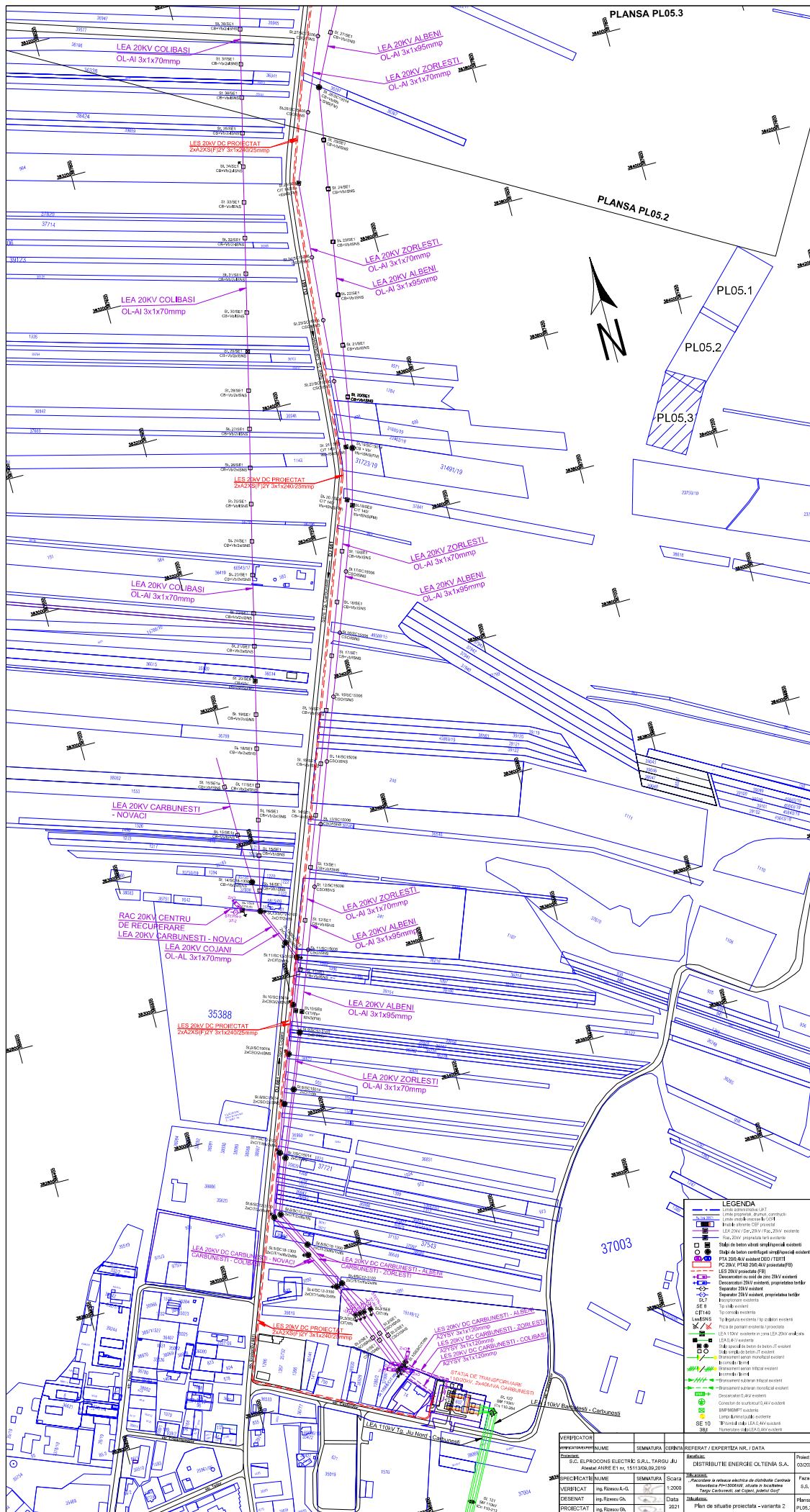
PLAN DE SITUATIE EXISTENTA







VERIFICATOR	SEMNTURA	DATA	REFERAT / EXPERTIZA NR. / DATA	Proiect nr.
ELABORAT	S.C. ELPROCONS ELECTRIC S.R.L. TARGU JIU	15.11.2020	DISTRIBUTIE ENERGIE OLTEA S.A.	03/2021
VERIFICAT	Ing. Răzvan A.G.	15.11.2020	Proiect nr. 03/2021	03/2021
DESIGNAT	Ing. Răzvan A.G.	15.11.2020	Proiect nr. 03/2021	03/2021
PROIECTAT	Ing. Răzvan A.G.	15.11.2020	Proiect nr. 03/2021	03/2021



BARBATESTI

(110kV/3)/(0.1/1/3)/(0.1/1/3)/0.1kV

TG-JIU NORD

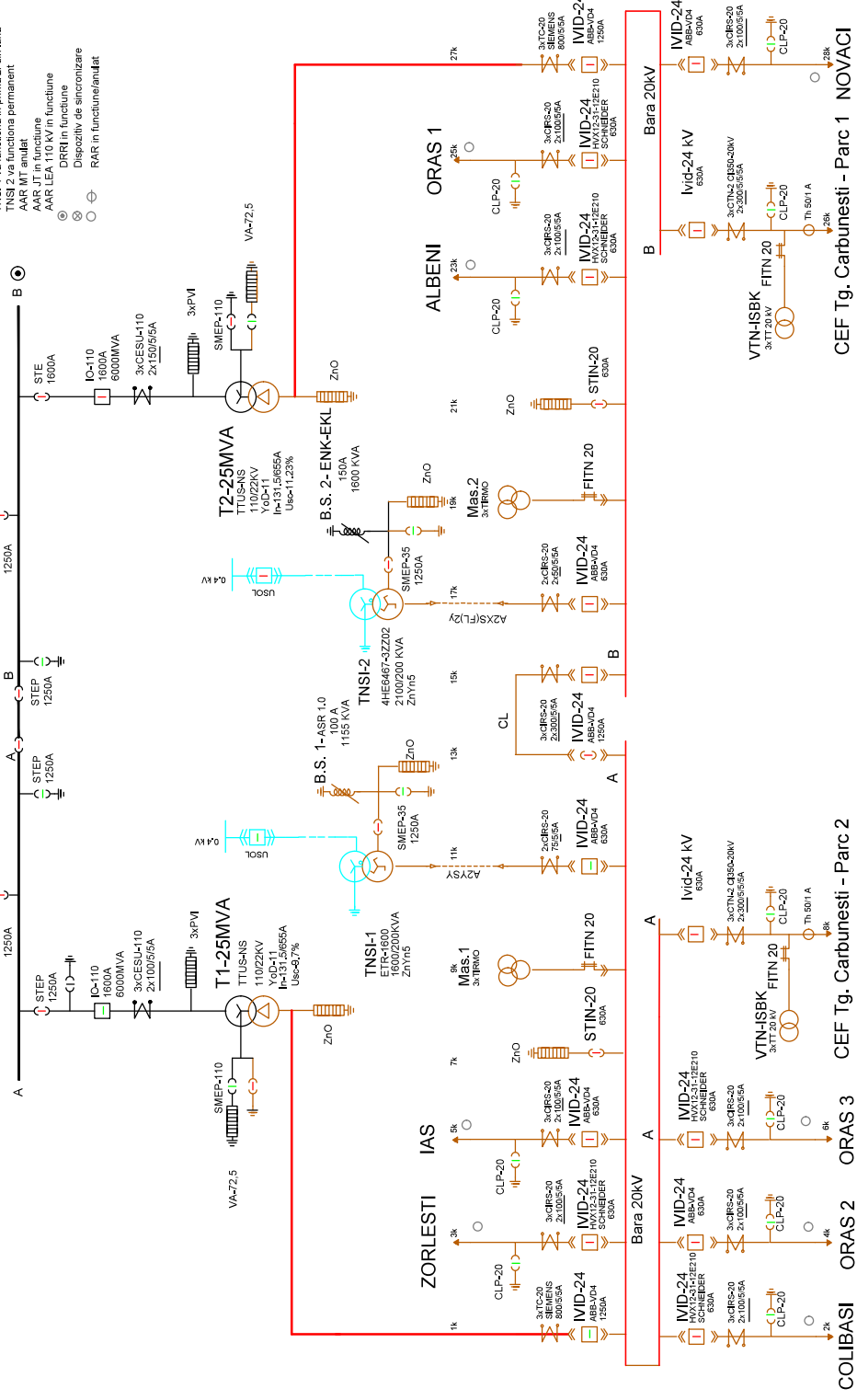
(110kV/3)/(0.1/1/3)/(0.1/1/3)/0.1kV

STATIA 110/20 kV CARBUNESTI

Schema normala pe semestrul de iarna 2020

SCADA

- T1 va functiona in prima zi din luna
- T2 va functiona permanent
- TNSI 1 va functiona in prima zi din luna
- TNSI 2 va functiona permanent
- AAR MT anulat
- AAR JT in functiune
- AAR LEA 110 kV in functiune
- DRRI in functiune
- Dispozitiv de sincronizare
- RAR in functiune/anulat



COLIBASI ORAS 2 ORAS 3 CEF Tg. Carbonești - Parc 2

CEF Tg. Carbonești - Parc 1 NOVACI

VERIFICATOR	VERIFICATOR/EXPERT/NUME	SEMNTATURA	CERINTA	REFERAT / EXPERTIZA NR. / DATA
Proiectant: S.C. ELPROCONS ELECTRIC S.R.L. TARGU JIU Atestat ANRE E1 nr. 15113/09.09.2019				
Beneficiar: DISTRIBUTIE ENERGIE OLTENIA S.A.				
Proiect nr.: 03/2021				
SPECIFICATIE/NUME	SEMNTATURA	Scara	Titlu proiect: „ <i>Rețeaua electrică de distribuție Centrala fotovoltaică P=1500kW, situată în localitatea Targu Carbonești, sat Cojani, județul Gorj</i> ”	
VERIFICAT	ing. Răzescu A.-G.	---	Titlu planșă: Schema electrică monofilară stălia de transformare 110/20kV, 2x25MVA Tg. Carbonești - situația existentă	
DESENAT	ing. Răzescu Gh.	Data	Faza S.S.	
PROIECTAT	ing. Răzescu Gh.	2021	Planșa PL08	

BARBATESTI

(110/33)/(0.1/33)/(0.1/33)/0.1kV

3xTECU-110kV
REL670
REF530

STEP 1250A

3xGESUL-110
2x300/55A

IC-110
1600A

3xCESUL-110
2x150/55A

6000MVA

STEP 1250A

3xGESUL-110
2x300/55A

IC-110
1600A

3xCESUL-110
2x150/55A

6000MVA

STEP 1250A

3xGESUL-110
2x300/55A

IC-110
1600A

3xCESUL-110
2x150/55A

6000MVA

STEP 1250A

3xGESUL-110
2x300/55A

IC-110
1600A

3xCESUL-110
2x150/55A

6000MVA

STEP 1250A

3xGESUL-110
2x300/55A

IC-110
1600A

3xCESUL-110
2x150/55A

6000MVA

STEP 1250A

3xGESUL-110
2x300/55A

IC-110
1600A

3xCESUL-110
2x150/55A

6000MVA

STEP 1250A

3xGESUL-110
2x300/55A

IC-110
1600A

3xCESUL-110
2x150/55A

6000MVA

STEP 1250A

3xGESUL-110
2x300/55A

IC-110
1600A

3xCESUL-110
2x150/55A

6000MVA

STEP 1250A

3xGESUL-110
2x300/55A

IC-110
1600A

3xCESUL-110
2x150/55A

6000MVA

STEP 1250A

3xGESUL-110
2x300/55A

IC-110
1600A

3xCESUL-110
2x150/55A

6000MVA

STEP 1250A

3xGESUL-110
2x300/55A

IC-110
1600A

3xCESUL-110
2x150/55A

6000MVA

STEP 1250A

3xGESUL-110
2x300/55A

IC-110
1600A

3xCESUL-110
2x150/55A

6000MVA

STEP 1250A

3xGESUL-110
2x300/55A

IC-110
1600A

3xCESUL-110
2x150/55A

TG-JIU NORD

(110/33)/(0.1/33)/(0.1/33)/0.1kV

3xTECU-110kV
REL670
REF530

STEP 1250A

3xGESUL-110
2x300/55A

IC-110
1600A

3xCESUL-110
2x150/55A

6000MVA

STEP 1250A

3xGESUL-110
2x300/55A

IC-110
1600A

3xCESUL-110
2x150/55A

6000MVA

STEP 1250A

3xGESUL-110
2x300/55A

IC-110
1600A

3xCESUL-110
2x150/55A

6000MVA

STEP 1250A

3xGESUL-110
2x300/55A

IC-110
1600A

3xCESUL-110
2x150/55A

6000MVA

STEP 1250A

3xGESUL-110
2x300/55A

IC-110
1600A

3xCESUL-110
2x150/55A

6000MVA

STEP 1250A

3xGESUL-110
2x300/55A

IC-110
1600A

3xCESUL-110
2x150/55A

6000MVA

STEP 1250A

3xGESUL-110
2x300/55A

IC-110
1600A

3xCESUL-110
2x150/55A

6000MVA

STEP 1250A

3xGESUL-110
2x300/55A

IC-110
1600A

3xCESUL-110
2x150/55A

6000MVA

STEP 1250A

3xGESUL-110
2x300/55A

IC-110
1600A

3xCESUL-110
2x150/55A

6000MVA

STEP 1250A

3xGESUL-110
2x300/55A

IC-110
1600A

3xCESUL-110
2x150/55A

6000MVA

STEP 1250A

3xGESUL-110
2x300/55A

IC-110
1600A

3xCESUL-110
2x150/55A

6000MVA

STEP 1250A

3xGESUL-110
2x300/55A

IC-110
1600A

3xCESUL-110
2x150/55A

6000MVA

STEP 1250A

3xGESUL-110
2x300/55A

IC-110
1600A

3xCESUL-110
2x150/55A

STATIA 110/20 kV CARBUNESTI

Schema normala pentru situatia proiectata

SCADA

- T1 va functiona in prima zi din luna
- T2 va functiona permanent
- TNSI 1 va functiona in prima zi din luna
- TNSI 2 va functiona permanent
- AAR MT anulat
- AAR JT in functiune
- AAR LEA 110 kV in functiune
- DRRI in functiune
- Dispozitiv de sincronizare
- RAR in functiune/anulat
- Instalatii electrice proiectate

A

B

STEP

1250A

3xGESUL-110

2x300/55A

IC-110

1600A

3xCESUL-110

2x150/55A

6000MVA

STEP

1250A

3xGESUL-110

2x300/55A

IC-110

1600A

3xCESUL-110

2x150/55A

6000MVA

STEP

1250A

3xGESUL-110

2x300/55A

IC-110

1600A

3xCESUL-110

2x150/55A

6000MVA

STEP

1250A

3xGESUL-110

2x300/55A

IC-110

1600A

3xCESUL-110

2x150/55A

6000MVA

STEP

1250A

3xGESUL-110

2x300/55A

IC-110

1600A

3xCESUL-110

2x150/55A

6000MVA

STEP

1250A

3xGESUL-110

2x300/55A

IC-110

1600A

3xCESUL-110

2x150/55A

6000MVA

STEP

1250A

T2-40MVA

US-4FS

100-111

Yd-11

Im=131.5655A

Usc=3.7%

1543231986

1543231986

1543231986

1543231986

1543231986

1543231986

1543231986

1543231986

1543231986

1543231986

1543231986

1543231986

1543231986

1543231986

1543231986

1543231986

1543231986

1543231986

1543231986

1543231986

1543231986

1543231986

1543231986

1543231986

1543231986

1543231986

1543231986

1543231986

1543231986

1543231986

1543231986

1543231986

1543231986

1543231986

1543231986

1543231986

1543231986

1543231986

1543231986

1543231986

1543231986

1543231986

T1-40MVA

US-4FS

100-111

Yd-11

Im=131.5655A

Usc=3.7%

1543231986

1543231986

1543231986

1543231986




1543231986

1543231986

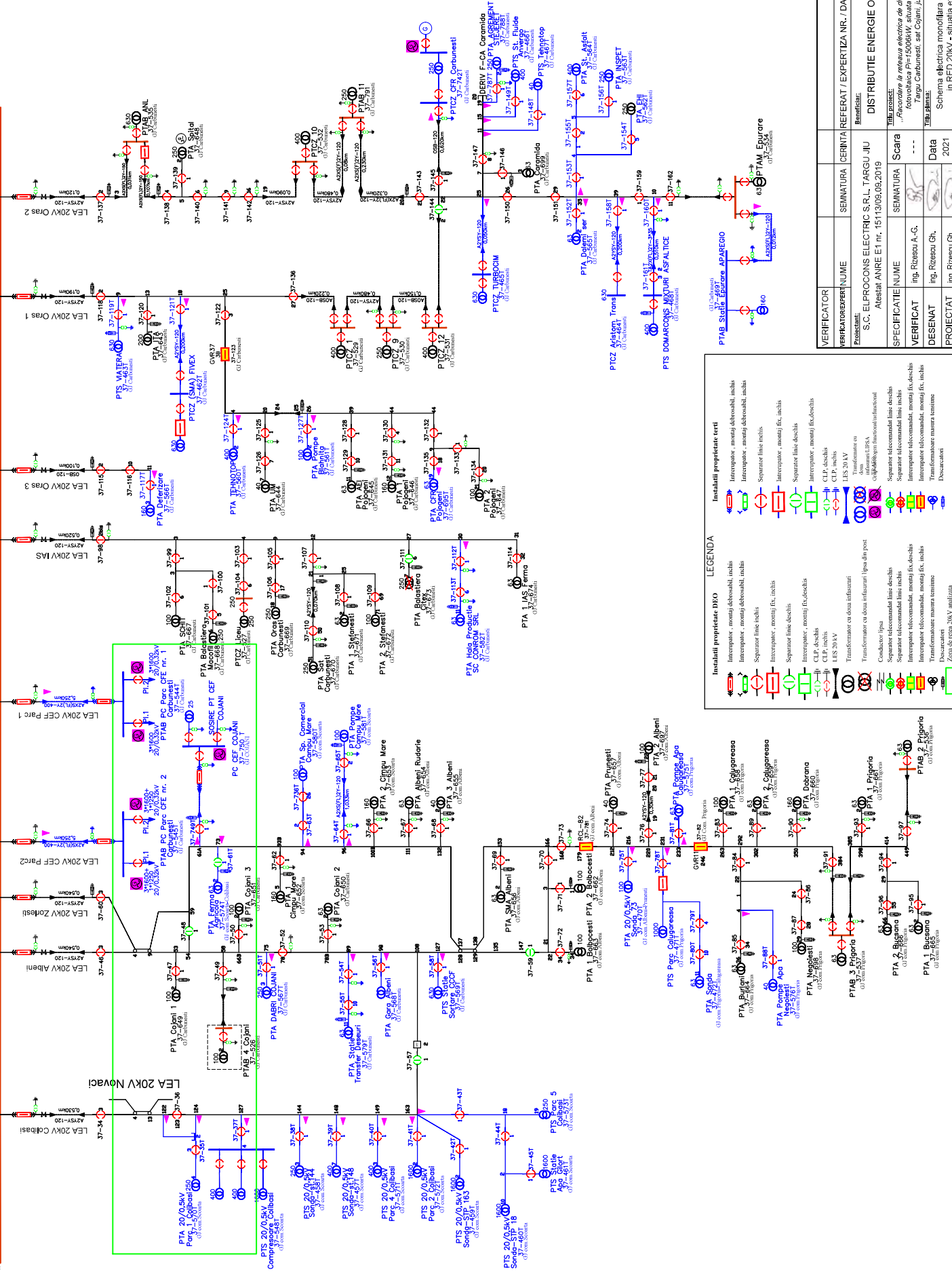
1543231986

1543231986</

SCADA

VERIFICATOR							
VERIFICATOR EXPERT	NUME	SEMNATURA	CERINTA	REFERAT / EXPERTIZA NR. / DATA			
Proiectanti:		S.C. ELPROCONS ELECTRIC S.R.L. TARGU JIU Atestat ANRE E1 nr. 15113/09.09.2019		Beneficiar:			Proiect nr. 03/2021
				DISTRIBUTIE ENERGIE OLTENIA S.A.			
SPECIFICATIE	NUME	SEMNATURA	Scara	Titlu proiect:			Faza
VERIFICAT	ing. Rizescu A.-G.		- - -	„Racordare la rețeaua electrica de distributie Centrala fotovoltaica P=15006KW, situata in localitatea Targu Carbonești, sat Cojani, județul Gorj”			S.S.
DESENAT	ing. Rizescu Gh.		Data	Titlu planșă:			Plansa
PROIECTAT	ing. Rizescu Gh.		2021	Schema electrica monofilara statia de transformare 110/20KV, 2x40MVA Tg. Carbonești - situatia proiectata - varianta 2 - lucrari de racordare si intare retea			PL.10

BARA 20 KV STĂTE CARBUNESTI



VERIFICATOR	NUME	SEMNATURA	CERINTA	REFERAT / EXPERTIZA NR. / DATA
PROIECTANT	S.C. ELPROCONS ELECTRIC S.R.L. TARGU JIU			
PROIECTANT	Atestat ANRE E1 nr. 15113/05.08.2019			
VERIFICAT	Ing. Răzvan A-G.			
DESEMAT	Ing. Răzvan Gh.			
PROIECTAT	Ing. Răzvan Gh.			
SPECIFICATIE	NUME	SEMNATURA	SCARA	Faza
VERIFICAT	Ing. Răzvan A-G.		---	S.S.
DESEMAT	Ing. Răzvan Gh.		Data	Planșa
PROIECTAT	Ing. Răzvan Gh.		2021	PL11

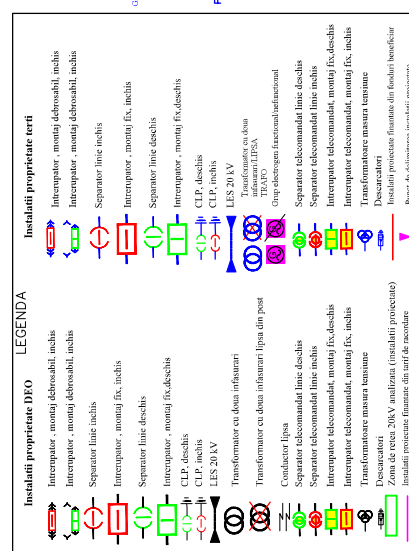
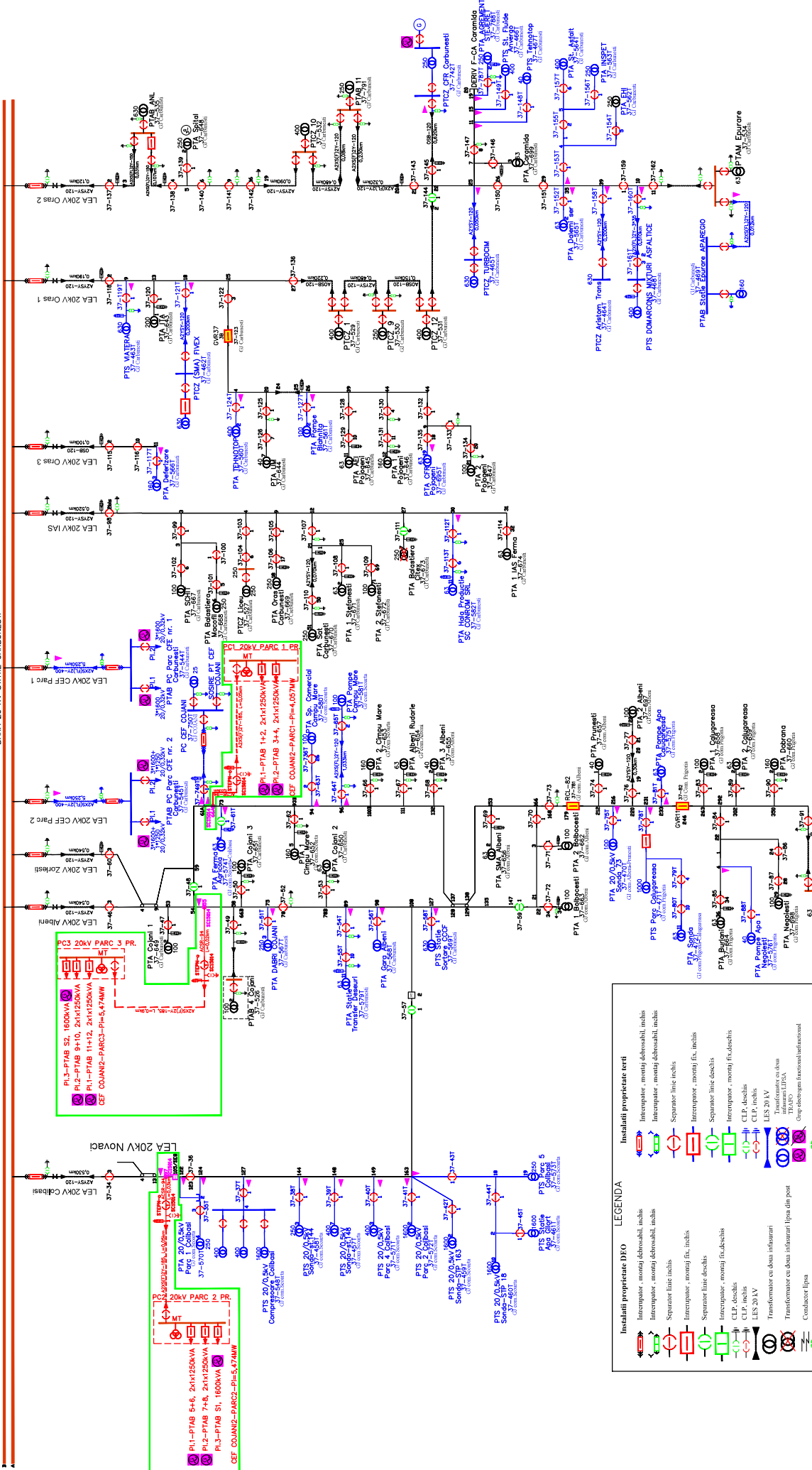
Proiect nr. 03/2021

DISTRIBUITE ENERGIE OLTEA S.A.

Titlu proiect: *Recordare la rețeaua electrică de distribuție Centrala Fotovoltaică P=1500kW situată în localitatea Targu Carbu-nesti, sat Cămin, Județul Gorj*

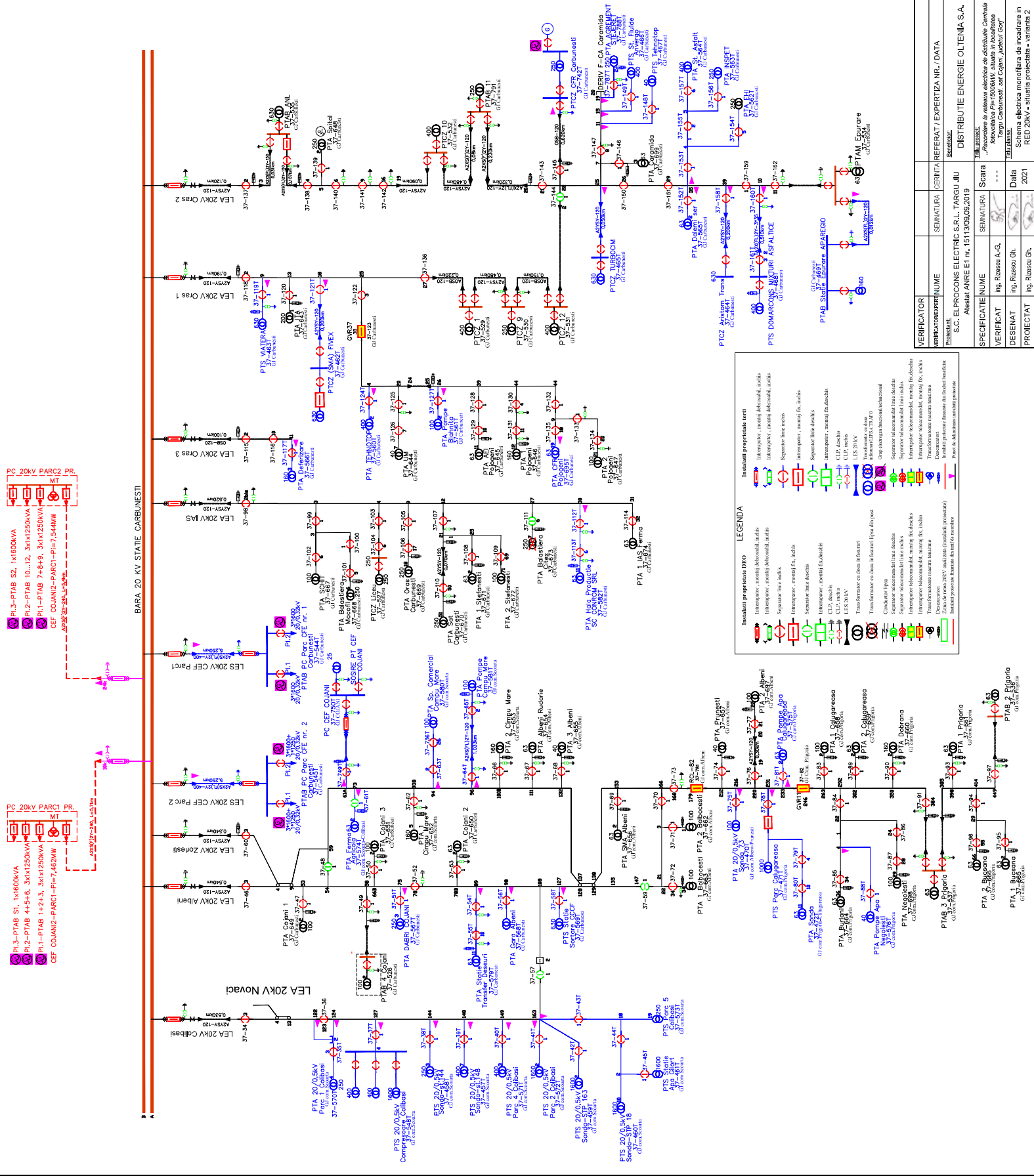
Titlu planșă: *Schema electrică monofilară de înca-drare în RED 20kV - situația existentă*

BARA 20 KV STATION CARBUNESTI



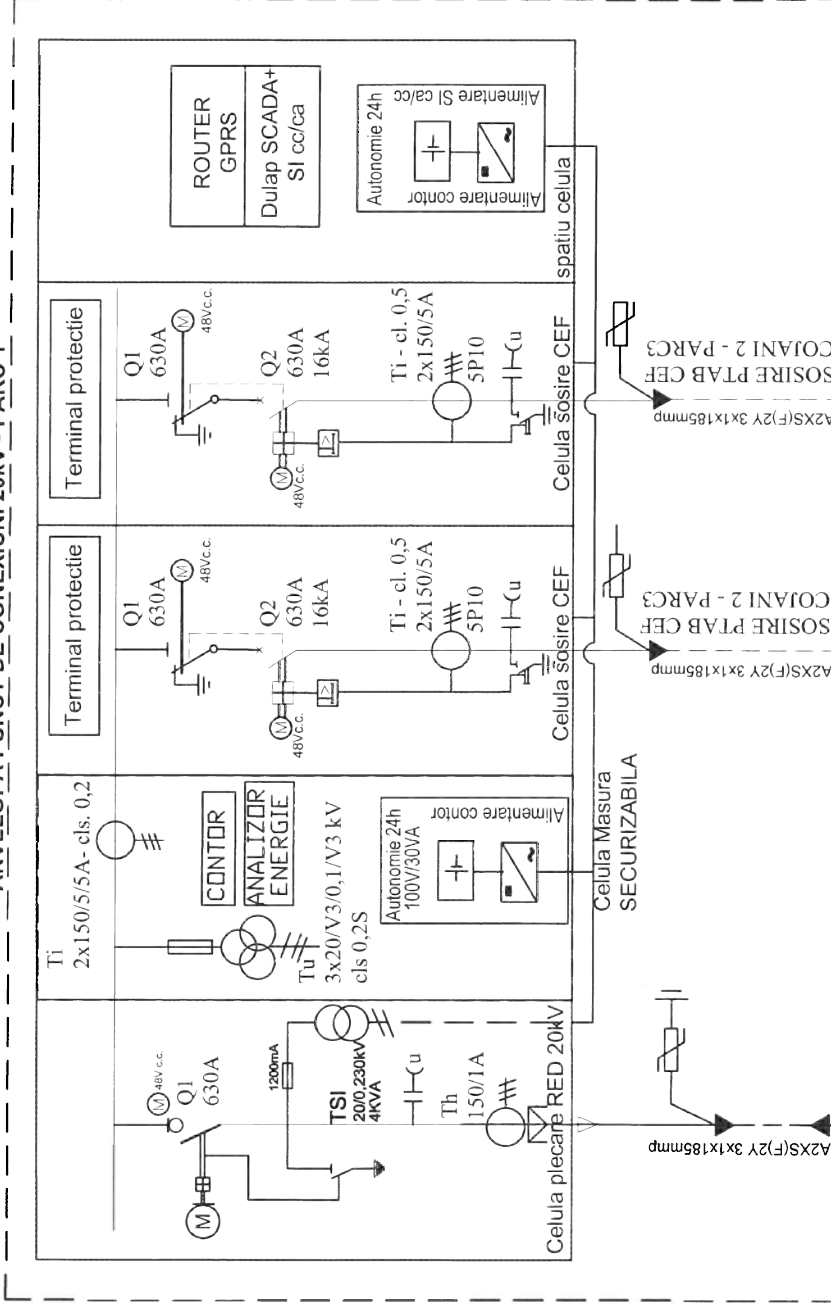
VERIFICATOR	NUME	SEMNATURA	CERTIFICAT	REFERAT / EXPERTIZA NR. / DATA
PROIECTANT	S.C. ELPROCONS ELECTRIC S.R.L. TARGU JIU			
PROIECTANT	Atestat ANRE E1 nr. 4511305/05.2019			
SPECIFICATIE	NUME	SEMNATURA	Scara	
VERIFICAT	ing. Raresu A-G.		---	
DESENAT	ing. Raresu Gh.		Data	
PROIECTAT	ing. Raresu Gh.		2021	

Beneficiar:	DISTRIBUITE ENERGIE OLTEA S.A.	Proiect nr:	03/2021
Titlu proiect:	Recordare la rețeaua electrică de distribuție Centrala hidroelectrică P=1500kW, situată în localitatea Pârâu Carbuț, sat Cămin, Județul Gorj	Faza	S.S.
Titlu planșă:	Schema electrică monofază de încălzire în RED 20KV - situația proiectată - variantă 1	Planșă	PL12



VERIFICATOR	NUME	SEMANATURA	FIBRILA	REFERAT / EXPERTIZA NR. / DATA	PROIECT nr.
Președinte	S.C. ELPROCONS ELECTRIC S.R.L. TARGU JIU Anastasiu Andrei Nr. 151/30.09/2019	SEMANATURA	Scara	DISTRIBUTIE ENERGIE OLTEA S.A. NOTA: <i>Se referă la rețeaua electrică de distribuție Centrala localității Pini 1500kW situată în localitatea Pini, județul Caraculeni, sat Căminuț, județul Gorj</i>	Faza S.S.
VERIFICAT	ing. Răzvan A-G.	SEMANATURA	---		
DESINAT	ing. Răzvan Gh.		Data		Planșă Pl.13
PROIECTAT	ing. Răzvan Gh.		2021	Schemă electrică monofază de încastrare în RED 20kV - situația proiectată - v. situația existentă	




ANVELOPA PUNCT DE CONEXIUNI 20kV - PARC 1



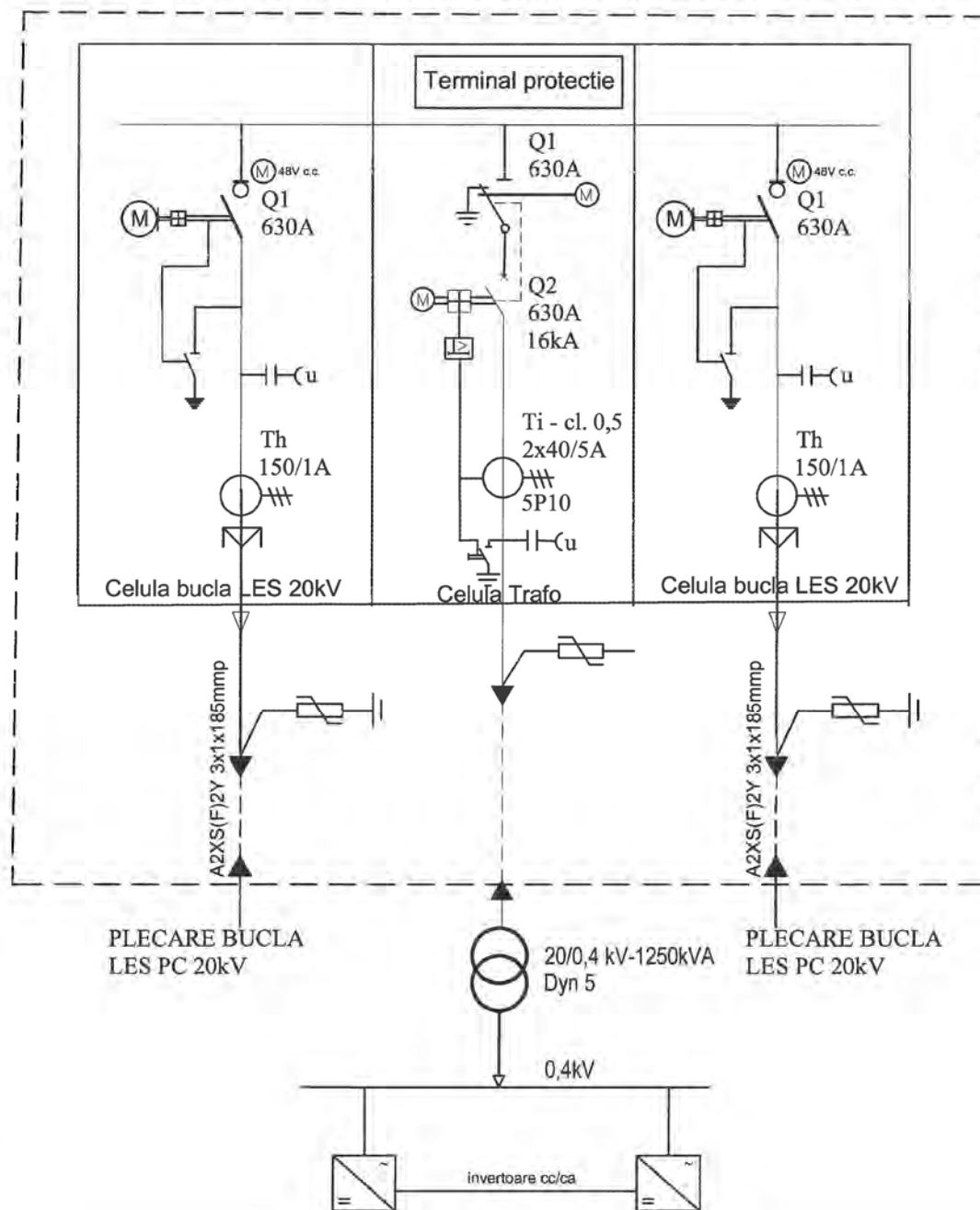
PLECARE SPRE RED 20kV
(LEA 20kV ZORLESTI)

VERIFICATOR					
VERIFICATOR/EXPERT	NUME	SEMNATURA	CERINTA	REFERAT / EXPERTIZA NR. / DATA	
Proiectant:		Beneficiar:		Proiect nr.	
S.C. ELPROCONS ELECTRIC S.R.L. TARGU JIU		DISTRIBUTIE ENERGIE OLTENIA S.A.		03/2021	
Atestat ANRE E1 nr. 15113/09.09.2019		Titlu proiect:		Faza	
SPECIFICATIE	NUME	SEMNATURA	Scara	S.S.	
VERIFICAT	ing. Rizescu A.-G.		---	Plansa	
DESENAT	ing. Rizescu Gh.		Data	PL 14	
PROIECTAT	ing. Rizescu Gh.		2021	Schema electrica monofilara Punct de conexiuni(PC) 20kV proiectat PARC 1 - varianta 1	
		Titlu plansa:			
		,,Racordare la reseaua electrica de distributie Centrala fotovoltaica P=15006kW, situata in localitatea Targu Carbunesti, sat Cojani, judetul Gorj"			

<p>Terminal protectie</p>	<p>Terminal protectie</p>	<p>Terminal protectie</p>	<p>Terminal protectie</p>	<p>Terminal protectie</p>
<p>Terminal protectie</p>	<p>Terminal protectie</p>	<p>Terminal protectie</p>	<p>Terminal protectie</p>	<p>Terminal protectie</p>
<p>Terminal protectie</p>	<p>Terminal protectie</p>	<p>Terminal protectie</p>	<p>Terminal protectie</p>	<p>Terminal protectie</p>
<p>Terminal protectie</p>	<p>Terminal protectie</p>	<p>Terminal protectie</p>	<p>Terminal protectie</p>	<p>Terminal protectie</p>
<p>Terminal protectie</p>	<p>Terminal protectie</p>	<p>Terminal protectie</p>	<p>Terminal protectie</p>	<p>Terminal protectie</p>
<p>Terminal protectie</p>	<p>Terminal protectie</p>	<p>Terminal protectie</p>	<p>Terminal protectie</p>	<p>Terminal protectie</p>

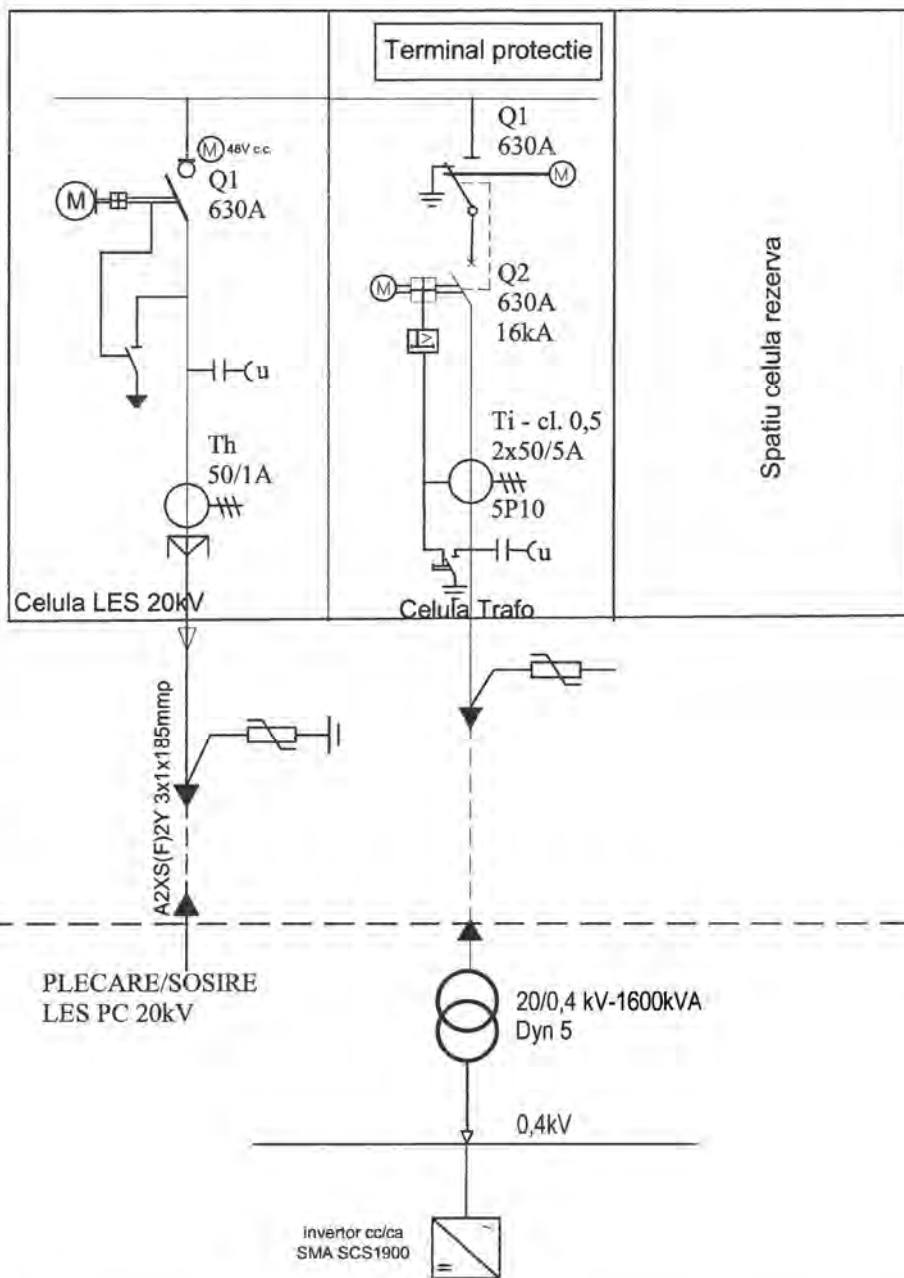
VERIFICATOR						
VERIFICATOR/EXPERT	NUME	SEMNATURA	CERINTA	REFERAT / EXPERTIZA NR. / DATA		
Proiectant: S.C. ELPROCONS ELECTRIC S.R.L. TARGU JIU Atestat ANRE E1 nr. 15113/09.09.2019				Beneficiar: DISTRIBUTIE ENERGIE OLTENIA S.A.		
SPECIFICATIE	NUME	SEMNATURA	Scara	Titlu proiect: „Racordare la rețeaua electrica de distributie Centrala fotovoltaica PI=15006kW, situata in localitatea Targu Carbunesti, sat Cojani, judetul Gorj”		
VERIFICAT	ing. Rizescu A.-G.		---	Faza S.S.		
DESENAT	ing. Rizescu Gh.		Data	Titlu plansa: Schema electrica monofilara Puncte de conexiuni(PC) 20kV proiectate PARC 2 si PARC 3 - varianta 1		
PROIECTAT	ing. Rizescu Gh.		2021	Plansa PL15		




ANVELOPA PTAB 20/0,4kV, 1250kVA - VAR. 1



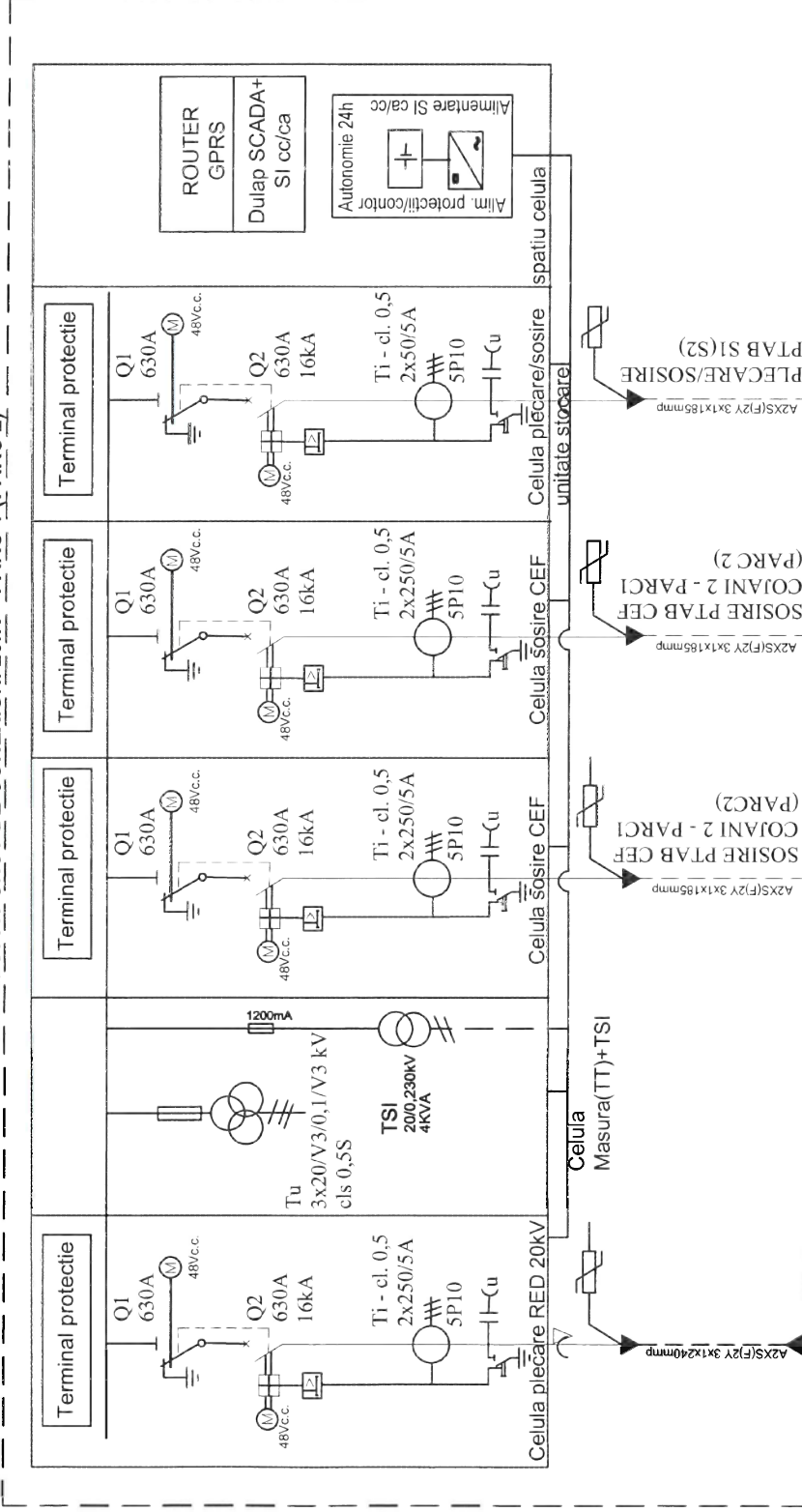
VERIFICATOR				
VERIFICATOR/EXPERT	NUME	SEMNATURA	CERINTA	REFERAT / EXPERTIZA NR. / DATA
Proiectant: S.C. ELPROCONS ELECTRIC S.R.L. TARGU JIU Atestat ANRE E1 nr. 15113/09.09.2019			Beneficiar: DISTRIBUTIE ENERGIE OLTENIA S.A.	
Proiect nr. 03/2021				
SPECIFICATIE	NUME	SEMNATURA	Scara	Titlu proiect:
VERIFICAT	ing. Rizescu A.-G.		---	„Racordare la rețeaua electrică de distribuție Centrala fotovoltaică P _i =15006kW, situată în localitatea Targu Carbonești, sat Cojani, județul Gorj”
DESENAT	ing. Rizescu Gh.		Data 2021	Titlu plansa:
PROIECTAT	ing. Rizescu Gh.			Schema electrică monofilară PTAB 20/0,4kV, 1250kVA aferente CEF Cojani 2 proiectată - var. 1
				Faza S.S.
				Plansa PL16

ANVELOPA PTAB 20/0,4kV, 1600kVA - S1 si S2



VERIFICATOR				
VERIFICATOR/EXPERT	NUME	SEMNATURA	CERINTA	REFERAT / EXPERTIZA NR. / DATA
Proiectant: S.C. ELPROCONS ELECTRIC S.R.L. TARGU JIU Atestat ANRE E1 nr. 15113/09.09.2019			Beneficiar: DISTRIBUTIE ENERGIE OLTENIA S.A. Proiect nr. 03/2021	
SPECIFICATIE	NUME	SEMNATURA	Scara ---	Titlu proiect: „Racordare la rețeaua electrica de distributie Centrala fotovoltaica $P_i=15006kW$, situata in localitatea Targu Carbunesti, sat Cojani, judetul Gorj” Faza S.S.
VERIFICAT	ing. Rizescu A.-G.			
DESENAT	ing. Rizescu Gh.		Data 2021	Titlu plansa: Schema electrica monofilara PTAB 20/0,4kV, 1600kVA aferente unitarilor de stocare S1 si S2 Plansa PL17
PROIECTAT	ing. Rizescu Gh.			

ANVELOPA PUNCT DE CONEXIUNI 20kV - PARC 1 (PARC 2)



PLECARE LES 20kV
SPRE STATIA CARBUNESTI

VERIFICATOR	VERIFICATOR/EXPERT NR. / DATA	REFERAT / EXPERTIZA NR. / DATA
S.C. ELPROCONS ELECTRIC S.R.L. TARGU JIU Atestat ANRE E1 nr. 15113/09.09.2019	Beneficiar: DISTRIBUTIE ENERGIE OLTENIA S.A.	Proiect nr. 03/2021
SPECIFICATIE NUME	Scara	Faza
ing. Rizescu A.-G.	---	S.S.
DESENAT	Data	Planşa
ing. Rizescu Gh.	2021	Schema electrica monofilara Puncte de conexiuni(PC)
PROIECTAT		20kV proiectate PARC 1 si PARC 2 - varianta 2

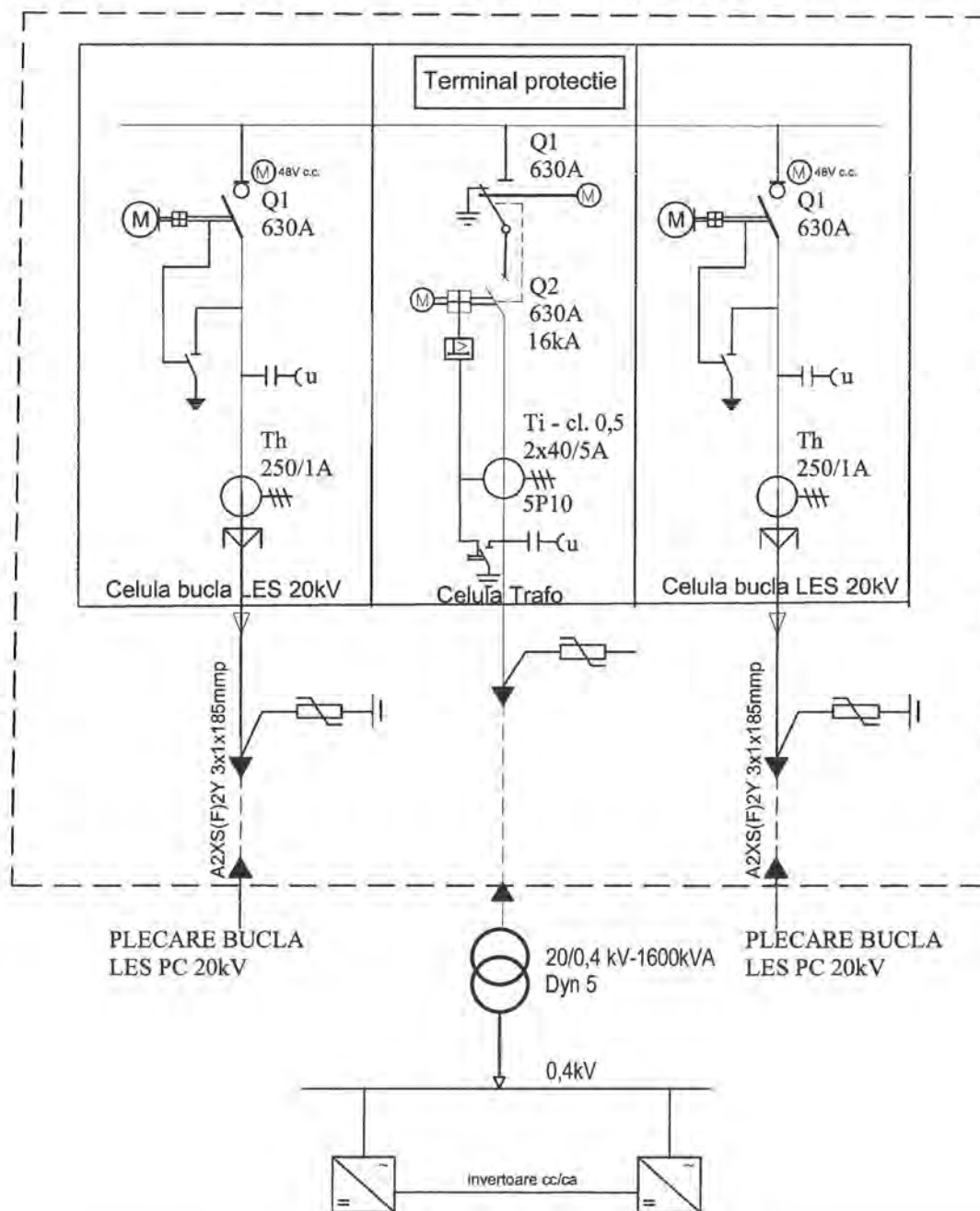
Titlu proiect:

„Racordare la reseaua electrica de distributie Centrala fotovoltaica P=15006kW, situata in localitatea Targu Carbunesti, sat Cojani, judetul Gorj”

Titlu plansa:

Schema electrica monofilara Puncte de conexiuni(PC) 20kV proiectate PARC 1 si PARC 2 - varianta 2

ANVELOPA PTAB 20/0,4kV, 1250kVA - VAR. 2



VERIFICATOR				
VERIFICATOR/EXPERT	NUME	SEMNATURA	CERINTA	REFERAT / EXPERTIZA NR. / DATA
Proiectant: S.C. ELPROCONS ELECTRIC S.R.L. TARGU JIU Atestat ANRE E1 nr. 15113/09.09.2019			Beneficiar: DISTRIBUTIE ENERGIE OLTENIA S.A.	
Proiect nr. 03/2021				
SPECIFICATIE	NUME	SEMNATURA	Scara	Titlu proiect:
VERIFICAT	ing. Rizescu A.-G.		---	„Racordare la rețeaua electrică de distribuție Centrala fotovoltaică $P_i=15006\text{kW}$, situată în localitatea Targu Carbonești, sat Cojani, județul Gorj”
DESENAT	ing. Rizescu Gh.		Data 2021	Titlu plansa:
PROIECTAT	ing. Rizescu Gh.			Schema electrică monofilară PTAB 20/0,4kV, 1250kVA aferente CEF Cojani 2 proiectată - var. 2
				Faza S.S.
				Plansa PL19

TENSIUNE IN NODURI IN PROCENTE - SITUATIA EXISTENTA

DENUMIRE NOD	U nominal[kV]	SITUATIA EXISTENTA[%]
ST.1	20	102.38
ST.1	20	101.38
ST1 A	20	102.38
ST1 C	20	102.38
ST1 Z	20	102.3
ST.1.	20	100.99
ST..1.	20	99.68
ST.1..	20	99.05
ST.1.2	20	99.84
ST2 C	20	102.38
ST2.	20	100.98
ST2.2	20	99.84
ST3.	20	99.98
ST4	20	99.28
ST18 C	20	102.38
ST22	20	99.95
ST22.	20	99.31
ST29	20	99.02
ST53 A	20	102.38
ST54 A	20	102.38
ST58 A	20	102.38
ST59 Z	20	101.4
ST61A Z	20	101.37
ST66B A	20	102.38
ST75 A	20	102.38
ST78B A	20	102.38
ST89 A	20	102.38
ST93B Z	20	101.05
ST94 Z	20	101.03
ST96 Z	20	100.99
ST97	20	102.38
ST98 A	20	102.38
ST100B Z	20	100.92
ST108 A	20	102.38
ST111 Z	20	100.72
ST124 C	20	102.38
ST127 A	20	102.38
ST127 C	20	102.38
ST132 Z	20	100.37
ST144 C	20	102.38
ST147 A	20	102.38
ST148 C	20	102.38
ST149 C	20	102.38
ST153 Z	20	100.02
ST163 C	20	102.38
ST166 Z	20	99.98
ST212 Z	20	99.95
ST216 Z	20	99.89
ST220 Z	20	99.84
ST231 Z	20	99.69
ST233 Z.	20	99.68
ST263 Z.	20	99.51
ST292 Z	20	99.37
ST302 Z	20	99.33
ST350 Z	20	99.18
ST384 Z	20	99.11

ST385 Z	20	99.11
ST398 Z	20	99.08
ST414 Z	20	99.06
ST449 Z	20	99.05
BARA 20 KV ST CARBUNESTI	20	102.38
BARA 110KV CARBUNESTI	110	100
PC CEF COJANI	20	101.38
PTA 1 BOLBOCESTI-100 KVA	20	99.94
PTA 1 BUCSANA-63 KVA	20	99
PTA 1 C.MARE-160 KVA	20	101.04
PTA 1 CALUGAREASA-100 KVA	20	99.51
PTA 1 PRIGORIA-63 KVA	20	99.08
PTA 2 ALBENI-100 KVA	20	99.83
PTA 2 BOLBOCESTI-100 KVA	20	99.97
PTA 2 BUCSANA-63 KVA	20	98.99
PTA 2 CALUGAREASA-63 KVA	20	99.33
PTA 2 CAMPU MARE-160 KVA	20	100.91
PTA 3 ALBENI-40 KVA	20	100.37
PTA ALBENI RUDARIE-63 KVA	20	100.72
PTA BURLANI-63 KVA	20	99.26
PTA COJANI 1-100 KVA	20	102.38
PTA COJANI 2 -63 KVA	20	102.38
PTA COJANI 3-100 KVA	20	102.38
PTA COLIB PARC 1-250KVA	20	102.38
PTA DABRI COJANI-250 KVA	20	102.38
PTA DOBRANA-160 KVA	20	99.18
PTA GARA ALBENI-63 KVA	20	102.38
PTA NEGOIESTI-100 KVA	20	99.3
PTA PARC CALUG-1000 KVA	20	99.67
PTA POMPE APA CAL-63 KVA	20	99.68
PTA POMPE C. MARE-100 KVA	20	100.98
PTA POMPE NEGOIESTI-40KVA	20	99.28
PTA PRUNESTI-40 KVA	20	99.95
PTA SMA ALBENI-63 KVA	20	100.01
PTA SONDA-63 KVA	20	99.67
PTA SONDA 73-100 KVA	20	99.89
PTA SP. CAMPU MARE-100KVA	20	100.88
PTA ST TR.DESEURI-63 KVA	20	102.38
PTAB 2 PRIGORIA-63 KVA	20	99.05
PTAB 3 PRIGORIA-63 KVA	20	99.11
PTAB 4 COJANI-100 KVA	20	102.38
PTS APA GILORT-1600 KVA	20	102.38
PTS COMPRES COLIB-2400KVA	20	102.38
PTS PARC 2 COLIB-1600 KVA	20	102.38
PTS PARC 4 COLIB-400 KVA	20	102.38
PTS PARC 5 COLIB-250 KVA	20	102.38
PTS SONDA 18-1600 KVA	20	102.38
PTS SONDA 144-250 KVA	20	102.38
PTS SONDA 148-400 KVA	20	102.38
PTS SONDA 163-1600 KVA	20	102.38
PTS ST SORT. CCF-630 KVA	20	102.38

PROIECTANT,
S.C. ELPROCONS ELECTRIC S.R.L.



INCARCARI TRONSOANE IN [A] - SITUATIA EXISTENTA

TRONSON	LUNGIME TRONSON	Imax adm	SITUATIA EXISTENTA[A]
BARA 20 KV ST CARBUNESTI-1 C	530 m	255 A	1.089
BARA 20 KV ST CARBUNESTI-1 A	540 m	255 A	0.463
1-PTAB 4 COJANI-100 KVA	120 m	255 A	0.01
BARA 20 KV ST CARBUNESTI-1 Z	540 m	255 A	49.89
PC CEF COJANI-.1	120 m	255 A	19.81
Bus1-BARA 20 KV ST CARBUNESTI	5250 m	750 A	220.7
Bus2-BARA 20 KV ST CARBUNESTI	5250 m	750 A	219.8
2.-1.	1033 m	255 A	2.203
2.2-.1.2	300 m	255 A	2.229
384 Z-PTAB 3 PRIGORIA-63 KVA	60 m	255 A	6.957
PTAB 3 PRIGORIA-63 KVA-385 Z	60 m	255 A	5.544
PTAB 2 PRIGORIA-63 KVA-.1..	60 m	255 A	1.416
1 C-97	5760 m	225 A	1.089
PTA COLIB PARC 1-250KVA-124 C	240 m	140 A	0.019
97-124 C	1620 m	225 A	0.842
54 A-Bus8	60 m	275 A	0.312
61A Z-66A Z	300 m	225 A	68.41
Bus9-BARA 20 KV ST CARBUNESTI	35800 m	225 A	36.43
PTS COMPRES COLIB-2400KVA-127 C	240 m	140 A	0.13
124 C-127 C	180 m	225 A	0.764
PTS SONDA 144-250 KVA-144 C	180 m	140 A	0.02
127 C-144 C	1020 m	225 A	0.716
PTS SONDA 148-400 KVA-148 C	420 m	140 A	0.029
144 C-148 C	240 m	225 A	0.662
PTS PARC 4 COLIB-400 KVA-149 C	180 m	140 A	0.029
148 C-149 C	60 m	225 A	0.632
PTS PARC 2 COLIB-1600 KVA-163 C	120 m	140 A	0.066
149 C-163 C	840 m	225 A	0.619
163 C-PTS SONDA 163-1600 KVA	120 m	140 A	0.066
163 C-18 C	10740 m	225 A	0.568
2 C-18 C	960 m	140 A	0.126
PTS SONDA 18-1600 KVA-2 C	480 m	140 A	0.066
2 C-PTS APA GILORT-1600 KVA	60 m	140 A	0.066
18 C-PTS PARC 5 COLIB-250 KVA	60 m	140 A	0.02
1 A-53 A	3120 m	225 A	0.463
PTA COJANI 1-100 KVA-53 A	120 m	140 A	0.01
53 A-54 A	60 m	225 A	0.315
Bus8-58 A	180 m	225 A	0.309
1-58 A	60 m	140 A	0.01
58 A-66B A	480 m	225 A	0.299
66B A-PTA COJANI 3-100 KVA	120 m	140 A	0.01
66B A-75 A	540 m	225 A	0.273
PTA DABRI COJANI-250 KVA-75 A	180 m	140 A	0.02
78B A-89 A	600 m	225 A	0.227
PTA ST TR.DESEURI-63 KVA-89 A	660 m	140 A	0.027
89 A-98 A	540 m	225 A	0.173
PTA GARA ALBENI-63 KVA-98 A	60 m	140 A	0.008
78B A-PTA COJANI 2 -63 KVA	120 m	140 A	0.008
75 A-78B A	240 m	225 A	0.243
98 A-108 A	600 m	225 A	0.146
PTS ST SORT. CCF-630 KVA-127 A	60 m	140 A	0.039
108 A-127 A	1140 m	225 A	0.113
127 A-147 A	1200 m	225 A	0.063
147 A-Line63~	120 m	225 A	0.006
1 Z-59 Z	3480 m	225 A	49.96
59 Z-61A Z	120 m	225 A	49.97
61A Z-.1	60 m	225 A	19.81
66A Z-93B Z	620 m	225 A	68.42
PTA 1 C.MARE-160 KVA-93B Z	300 m	140 A	3.526
Line73~-108 A	120 m	225 A	0.006
94 Z-PTA SP. CAMPU MARE-100KVA	7560 m	140 A	2.207
100B Z-PTA 2 CAMPU MARE-160 KVA	60 m	140 A	3.53
111 Z-PTA ALBENI RUDARIE-63 KVA	60 m	140 A	1.393
132 Z-PTA 3 ALBENI-40 KVA	60 m	140 A	0.887

93B Z-94 Z	60 m	225 A	64.9
94 Z-96 Z	120 m	225 A	62.79
96 Z-100B Z	240 m	225 A	60.59
100B Z-111 Z	660 m	225 A	57.07
111 Z-132 Z	1260 m	225 A	55.7
132 Z-153 Z	1260 m	225 A	54.83
153 Z-166 Z	120 m	225 A	53.43
166 Z-212 Z	120 m	225 A	49.01
212 Z-216 Z	240 m	225 A	48.12
216 Z-220 Z	240 m	225 A	45.9
220 Z-231 Z	660 m	225 A	43.68
233 Z.-263 Z.	1800 m	225 A	18.58
231 Z-233 Z.	120 m	225 A	19.96
263 Z.-292 Z	1740 m	225 A	16.36
292 Z-302 Z	600 m	225 A	11.89
302 Z-350 Z	2880 m	225 A	10.52
166 Z-3.	180 m	140 A	4.43
3.-22	1080 m	140 A	2.218
.1.-96 Z	60 m	140 A	2.203
2.-PTA POMPE C. MARE-100 KVA	120 m	140 A	2.205
PTA SMA ALBENI-63 KVA-153 Z	120 m	140 A	1.403
22-PTA 1 BOLBOCESTI-100 KVA	720 m	140 A	2.228
3.-PTA 2 BOLBOCESTI-100 KVA	120 m	140 A	2.227
212 Z-PTA PRUNESTI-40 KVA	60 m	140 A	0.891
PTA SONDA 73-100 KVA-216 Z	60 m	140 A	2.229
.1.2-220 Z	60 m	140 A	2.229
2.2-PTA 2 ALBENI-100 KVA	120 m	140 A	2.23
233 Z.-PTA POMPE APA CAL-63 KVA	120 m	140 A	1.407
263 Z.-PTA 1 CALUGAREASA-100 KVA	120 m	140 A	2.238
4-PTA POMPE NEGOSTI-40KVA	180 m	140 A	0.897
22.-4	1500 m	140 A	2.284
292 Z-22.	1320 m	140 A	4.501
22.-PTA NEGOSTI-100 KVA	420 m	140 A	2.242
302 Z-PTA 2 CALUGAREASA-63 KVA	120 m	140 A	1.412
350 Z-PTA DOBRANA-160 KVA	120 m	140 A	3.592
..1.-PTA SONDA-63 KVA	660 m	140 A	1.407
231 Z.-.1.	60 m	140 A	23.74
..1.-PTA PARC CALUG-1000 KVA	60 m	140 A	22.34
PTA BURLANI-63 KVA-4	1920 m	140 A	1.413
350 Z-384 Z	2040 m	225 A	6.957
385 Z-398 Z	780 m	225 A	5.554
398 Z-PTA 1 PRIGORIA-63 KVA	120 m	140 A	1.416
29-PTA 1 BUCSANA-63 KVA	1620 m	140 A	1.417
414 Z-29	1680 m	140 A	2.787
29-PTA 2 BUCSANA-63 KVA	2220 m	140 A	1.417
398 Z-414 Z	960 m	225 A	4.155
414 Z-449 Z	2100 m	225 A	1.415
449 Z.-1..	60 m	140 A	1.416
BARA 110KV CARBUNESTI-BARA 20 KV ST CARBUNESTI	110 / 20 kV	25000 kVA	77.36

PROIECTANT,
S.C. ELPROCONS ELECTRIC SRL



CALCUL PIERDERI

TRONSON	LUNGIME TRONSON	Imax adm	SITUATIA EXISTENTA(kW)
BARA 20 KV ST CARBUNESTI-1 C	530 m	255 A	0.0006
BARA 20 KV ST CARBUNESTI-1 A	540 m	255 A	0.0001
1-PTAB 4 COJANI-100 KVA	120 m	255 A	0
BARA 20 KV ST CARBUNESTI-1 Z	540 m	255 A	1.25
PC CEF COJANI-.1	120 m	255 A	0.0438
Bus1-BARA 20 KV ST CARBUNESTI	5250 m	750 A	74.54
Bus2-BARA 20 KV ST CARBUNESTI	5250 m	750 A	73.98
2.-.1.	1033 m	255 A	0.0047
2.2.-1.2	300 m	255 A	0.0014
384 Z-PTAB 3 PRIGORIA-63 KVA	60 m	255 A	0.0027
PTAB 3 PRIGORIA-63 KVA-385 Z	60 m	255 A	0.0017
PTAB 2 PRIGORIA-63 KVA-.1..	60 m	255 A	0.0001
1 C-97	5760 m	225 A	0.0083
PTA COLIB PARC 1-250KVA-124 C	240 m	140 A	0
97-124 C	1620 m	225 A	0.0017
54 A-Bus8	60 m	275 A	0
61A Z-66A Z	300 m	225 A	2.18
Bus9-BARA 20 KV ST CARBUNESTI	35800 m	225 A	72.49
PTS COMPRES COLIB-2400KVA-127 C	240 m	140 A	0
124 C-127 C	180 m	225 A	0.0002
PTS SONDA 144-250 KVA-144 C	180 m	140 A	0
127 C-144 C	1020 m	225 A	0.0008
PTS SONDA 148-400 KVA-148 C	420 m	140 A	0
144 C-148 C	240 m	225 A	0.0002
PTS PARC 4 COLIB-400 KVA-149 C	180 m	140 A	0
148 C-149 C	60 m	225 A	0
PTS PARC 2 COLIB-1600 KVA-163 C	120 m	140 A	0
149 C-163 C	840 m	225 A	0.0005
163 C-PTS SONDA 163-1600 KVA	120 m	140 A	0
163 C-18 C	10740 m	225 A	0.0017
2 C-18 C	960 m	140 A	0
PTS SONDA 18-1600 KVA-2 C	480 m	140 A	0
2 C-PTS APA GILORT-1600 KVA	60 m	140 A	0
18 C-PTS PARC 5 COLIB-250 KVA	60 m	140 A	0
1 A-53 A	3120 m	225 A	0.0005
PTA COJANI 1-100 KVA-53 A	120 m	140 A	0
53 A-54 A	60 m	225 A	0
Bus8-58 A	180 m	225 A	0
1-58 A	60 m	140 A	0
58 A-66B A	480 m	225 A	0
66B A-PTA COJANI 3-100 KVA	120 m	140 A	0
66B A-75 A	540 m	225 A	0
PTA DABRI COJANI-250 KVA-75 A	180 m	140 A	0
78B A-89 A	600 m	225 A	0
PTA ST TR.DESEURI-63 KVA-89 A	660 m	140 A	0
89 A-98 A	540 m	225 A	0
PTA GARA ALBENI-63 KVA-98 A	60 m	140 A	0
78B A-PTA COJANI 2 -63 KVA	120 m	140 A	0
75 A-78B A	240 m	225 A	0
98 A-108 A	600 m	225 A	0
PTS ST SORT. CCF-630 KVA-127 A	60 m	140 A	0
108 A-127 A	1140 m	225 A	0
127 A-147 A	1200 m	225 A	0
147 A-Line63~	120 m	225 A	0
1 Z-59 Z	3480 m	225 A	13.49
59 Z-61A Z	120 m	225 A	0.466
61A Z-.1	60 m	225 A	0.0721
66A Z-93B Z	620 m	225 A	4.51
PTA 1 C.MARE-160 KVA-93B Z	300 m	140 A	0.0114
Line73~-108 A	120 m	225 A	0
94 Z-PTA SP. CAMPU MARE-100KVA	7560 m	140 A	0.108
100B Z-PTA 2 CAMPU MARE-160 KVA	60 m	140 A	0.0023
111 Z-PTA ALBENI RUDARIE-63 KVA	60 m	140 A	0.0004
132 Z-PTA 3 ALBENI-40 KVA	60 m	140 A	0.0001
93B Z-94 Z	60 m	225 A	0.393
94 Z-96 Z	120 m	225 A	0.735
96 Z-100B Z	240 m	225 A	1.37
100B Z-111 Z	660 m	225 A	3.34
111 Z-132 Z	1260 m	225 A	6.07
132 Z-153 Z	1260 m	225 A	5.89

153 Z-166 Z	120 m	225 A	0.533
166 Z-212 Z	120 m	225 A	0.448
212 Z-216 Z	240 m	225 A	0.864
216 Z-220 Z	240 m	225 A	0.786
220 Z-231 Z	660 m	225 A	1.96
233 Z.-263 Z.	1800 m	225 A	0.964
231 Z-233 Z.	120 m	225 A	0.0743
263 Z.-292 Z	1740 m	225 A	0.723
292 Z-302 Z	600 m	225 A	0.132
302 Z-350 Z	2880 m	225 A	0.493
166 Z-3.	180 m	140 A	0.0108
3.-22	1080 m	140 A	0.0162
.1.-96 Z	60 m	140 A	0.0009
2.-PTA POMPE C. MARE-100 KVA	120 m	140 A	0.0018
PTA SMA ALBENI-63 KVA-153 Z	120 m	140 A	0.0007
22-PTA 1 BOLBOCESTI-100 KVA	720 m	140 A	0.0109
3.-PTA 2 BOLBOCESTI-100 KVA	120 m	140 A	0.0018
212 Z-PTA PRUNESTI-40 KVA	60 m	140 A	0.0001
PTA SONDA 73-100 KVA-216 Z	60 m	140 A	0.0009
.1.2-220 Z	60 m	140 A	0.0009
2.2-PTA 2 ALBENI-100 KVA	120 m	140 A	0.0018
233 Z.-PTA POMPE APA CAL-63 KVA	120 m	140 A	0.0007
263 Z.-PTA 1 CALUGAREASA-100 KVA	120 m	140 A	0.0018
4-PTA POMPE NEGOIESTI-40KVA	180 m	140 A	0.0004
22.-4	1500 m	140 A	0.0238
292 Z-22.	1320 m	140 A	0.0816
22.-PTA NEGOIESTI-100 KVA	420 m	140 A	0.0064
302 Z-PTA 2 CALUGAREASA-63 KVA	120 m	140 A	0.0007
350 Z-PTA DOBRANA-160 KVA	120 m	140 A	0.0047
..1.-PTA SONDA-63 KVA	660 m	140 A	0.004
231 Z-..1.	60 m	140 A	0.103
..1.-PTA PARC CALUG-1000 KVA	60 m	140 A	0.0916
PTA BURLANI-63 KVA-4	1920 m	140 A	0.0115
350 Z-384 Z	2040 m	225 A	0.153
385 Z-398 Z	780 m	225 A	0.0373
398 Z-PTA 1 PRIGORIA-63 KVA	120 m	140 A	0.0007
29-PTA 1 BUCSANA-63 KVA	1620 m	140 A	0.0098
414 Z-29	1680 m	140 A	0.0397
29-PTA 2 BUCSANA-63 KVA	2220 m	140 A	0.0134
398 Z-414 Z	960 m	225 A	0.0257
414 Z-449 Z	2100 m	225 A	0.0064
449 Z-.1..	60 m	140 A	0.0004
BARA 110KV CARBUNESTI-BARA 20 KV ST CARBUNESTI	110 / 20 kV	25000 kVA	43.39

TOTAL PIERDERI(kW)

311.998

PROIECTANT,
S.C. ELPROCONS ELECTRIC S.R.L.




CADERI DE TENSIUNE IN SITUATIA EXISTENTA IN %

Ureferinta =20 kV

TRONSON LINIE	LUNGIME TRONSON	Imax adm[A]	SITUATIA EXISTENTA[%]
BARA 20 KV ST CARBUNESTI-1 C	530 m	255 A	0
BARA 20 KV ST CARBUNESTI-1 A	540 m	255 A	0
1-PTAB 4 COJANI-100 KVA	120 m	255 A	0
BARA 20 KV ST CARBUNESTI-1 Z	540 m	255 A	0.08
PC CEF COJANI-.1	120 m	255 A	0.01
Bus1-BARA 20 KV ST CARBUNESTI	5250 m	750 A	0.97
Bus2-BARA 20 KV ST CARBUNESTI	5250 m	750 A	0.97
2.-1.	1033 m	255 A	0.01
2.2.-1.2	300 m	255 A	0
384 Z-PTAB 3 PRIGORIA-63 KVA	60 m	255 A	0
PTAB 3 PRIGORIA-63 KVA-385 Z	60 m	255 A	0
PTAB 2 PRIGORIA-63 KVA-.1..	60 m	255 A	0
1 C-97	5760 m	225 A	0
PTA COLIB PARC 1-250KVA-124 C	240 m	140 A	0
97-124 C	1620 m	225 A	0
54 A-Bus8	60 m	275 A	0
61A Z-66A Z	300 m	225 A	0.1
Bus9-BARA 20 KV ST CARBUNESTI	35800 m	225 A	6.67
PTS COMPRES COLIB-2400KVA-127 C	240 m	140 A	0
124 C-127 C	180 m	225 A	0
PTS SONDA 144-250 KVA-144 C	180 m	140 A	0
127 C-144 C	1020 m	225 A	0
PTS SONDA 148-400 KVA-148 C	420 m	140 A	0
144 C-148 C	240 m	225 A	0
PTS PARC 4 COLIB-400 KVA-149 C	180 m	140 A	0
148 C-149 C	60 m	225 A	0
PTS PARC 2 COLIB-1600 KVA-163 C	120 m	140 A	0
149 C-163 C	840 m	225 A	0
163 C-PTS SONDA 163-1600 KVA	120 m	140 A	0
163 C-18 C	10740 m	225 A	0
2 C-18 C	960 m	140 A	0
PTS SONDA 18-1600 KVA-2 C	480 m	140 A	0
2 C-PTS APA GILORT-1600 KVA	60 m	140 A	0
18 C-PTS PARC 5 COLIB-250 KVA	60 m	140 A	0
1 A-53 A	3120 m	225 A	0
PTA COJANI 1-100 KVA-53 A	120 m	140 A	0
53 A-54 A	60 m	225 A	0
Bus8-58 A	180 m	225 A	0
1-58 A	60 m	140 A	0
58 A-66B A	480 m	225 A	0
66B A-PTA COJANI 3-100 KVA	120 m	140 A	0
66B A-75 A	540 m	225 A	0
PTA DABRI COJANI-250 KVA-75 A	180 m	140 A	0
78B A-89 A	600 m	225 A	0
PTA ST TR.DESEURI-63 KVA-89 A	660 m	140 A	0
89 A-98 A	540 m	225 A	0
PTA GARA ALBENI-63 KVA-98 A	60 m	140 A	0
78B A-PTA COJANI 2 -63 KVA	120 m	140 A	0
75 A-78B A	240 m	225 A	0
98 A-108 A	600 m	225 A	0
PTS ST SORT. CCF-630 KVA-127 A	60 m	140 A	0
108 A-127 A	1140 m	225 A	0
127 A-147 A	1200 m	225 A	0
147 A-Line63~	120 m	225 A	0
1 Z-59 Z	3480 m	225 A	0.9
59 Z-61A Z	120 m	225 A	0.03
61A Z-.1	60 m	225 A	0.01
66A Z-93B Z	620 m	225 A	0.22
PTA 1 C.MARE-160 KVA-93B Z	300 m	140 A	0.01
Line73~-108 A	120 m	225 A	0
94 Z-PTA SP. CAMPU MARE-100KVA	7560 m	140 A	0.15
100B Z-PTA 2 CAMPU MARE-160 KVA	60 m	140 A	0
111 Z-PTA ALBENI RUDARIE-63 KVA	60 m	140 A	0
132 Z-PTA 3 ALBENI-40 KVA	60 m	140 A	0
93B Z-94 Z	60 m	225 A	0.02

94 Z-96 Z	120 m	225 A	0.04
96 Z-100B Z	240 m	225 A	0.07
100B Z-111 Z	660 m	225 A	0.19
111 Z-132 Z	1260 m	225 A	0.36
132 Z-153 Z	1260 m	225 A	0.35
153 Z-166 Z	120 m	225 A	0.03
166 Z-212 Z	120 m	225 A	0.03
212 Z-216 Z	240 m	225 A	0.06
216 Z-220 Z	240 m	225 A	0.06
220 Z-231 Z	660 m	225 A	0.15
233 Z-263 Z	1800 m	225 A	0.17
231 Z-233 Z	120 m	225 A	0.01
263 Z-292 Z	1740 m	225 A	0.14
292 Z-302 Z	600 m	225 A	0.04
302 Z-350 Z	2880 m	225 A	0.15
166 Z-3.	180 m	140 A	0.01
3.-22	1080 m	140 A	0.02
1.-96 Z	60 m	140 A	0
2.-PTA POMPE C. MARE-100 KVA	120 m	140 A	0
PTA SMA ALBENI-63 KVA-153 Z	120 m	140 A	0
22-PTA 1 BOLBOCESTI-100 KVA	720 m	140 A	0.01
3.-PTA 2 BOLBOCESTI-100 KVA	120 m	140 A	0
212 Z-PTA PRUNESTI-40 KVA	60 m	140 A	0
PTA SONDA 73-100 KVA-216 Z	60 m	140 A	0
1.2-220 Z	60 m	140 A	0
2.2-PTA 2 ALBENI-100 KVA	120 m	140 A	0
233 Z.-PTA POMPE APA CAL-63 KVA	120 m	140 A	0
263 Z.-PTA 1 CALUGAREASA-100 KVA	120 m	140 A	0
4-PTA POMPE NEGOSTI-40KVA	180 m	140 A	0
22.-4	1500 m	140 A	0.03
292 Z-22.	1320 m	140 A	0.06
22.-PTA NEGOSTI-100 KVA	420 m	140 A	0.01
302 Z-PTA 2 CALUGAREASA-63 KVA	120 m	140 A	0
350 Z-PTA DOBRANA-160 KVA	120 m	140 A	0
1.-PTA SONDA-63 KVA	660 m	140 A	0.01
231 Z-1.	60 m	140 A	0.01
1.-PTA PARC CALUG-1000 KVA	60 m	140 A	0.01
PTA BURLANI-63 KVA-4	1920 m	140 A	0.03
350 Z-384 Z	2040 m	225 A	0.07
385 Z-398 Z	780 m	225 A	0.02
398 Z-PTA 1 PRIGORIA-63 KVA	120 m	140 A	0
29-PTA 1 BUCSANA-63 KVA	1620 m	140 A	0.02
414 Z-29	1680 m	140 A	0.04
29-PTA 2 BUCSANA-63 KVA	2220 m	140 A	0.03
398 Z-414 Z	960 m	225 A	0.02
414 Z-449 Z	2100 m	225 A	0.01
449 Z-1..	60 m	140 A	0
BARA 110KV CARBUNESTI-BARA 20 KV ST CARBUNESTI	110 / 20 kV	25000 kVA	2.38

PROIECTANT,
S.C. ELPROCONS ELECTRIC S.R.L.



**TENSIUNE IN NODURI IN PROCENTE
SITUATIA PROIECTATA - VARIANTA 1**

DENUMIRE NOD	U nominal[kV]	SITUATIA PROIECTATA[%]
ST1	20	103.57
ST.1	20	103.35
ST1 A	20	102.06
ST1 C	20	102.05
ST1 C.	20	105.65
ST1 Z	20	101.98
ST.1.	20	103.14
ST..1.	20	101.86
ST.1..	20	101.24
ST.1.2	20	102.02
ST1A	20	103.58
ST2 C	20	105.64
ST2.	20	103.13
ST2.2	20	102.01
ST3.	20	102.15
ST4	20	101.47
ST18 C	20	105.64
ST22	20	102.13
ST22.	20	101.5
ST29	20	101.22
ST53 A	20	103.51
ST54 A	20	103.54
ST58 A	20	103.57
ST59 Z	20	103.29
ST61A Z	20	103.33
ST66B A	20	103.57
ST75 A	20	103.57
ST78B A	20	103.57
ST89 A	20	103.57
ST93B Z	20	103.2
ST94 Z	20	103.18
ST96 Z	20	103.14
ST97	20	105.64
ST98 A	20	103.57
ST100B Z	20	103.07
ST108 A	20	103.57
ST111 Z	20	102.88
ST124 C	20	105.64
ST127 A	20	103.57
ST127 C	20	105.64
ST132 Z	20	102.53
ST144 C	20	105.64
ST147 A	20	103.57
ST148 C	20	105.64
ST149 C	20	105.64
ST153 Z	20	102.19
ST163 C	20	105.64
ST166 Z	20	102.16
ST212 Z	20	102.13
ST216 Z	20	102.07
ST220 Z	20	102.02
ST231 Z	20	101.87
ST233 Z.	20	101.86
ST263 Z.	20	101.7
ST292 Z	20	101.56

DENUMIRE NOD	U nominal[kV]	SITUATIA PROIECTATA[%]
ST302 Z	20	101.52
ST350 Z	20	101.37
ST384 Z	20	101.3
ST385 Z	20	101.3
ST398 Z	20	101.28
ST414 Z	20	101.26
ST449 Z	20	101.25
BARA 20 KV ST CARBUNESTI	20	101.85
BARA 110KV CARBUNESTI	110	100
CEF COJANI 2 PARC 1.	20	103.43
CEF COJANI 2 PARC 2	20	105.66
CEF COJANI 2 PARC 3	20	103.8
PC CEF COJANI	20	103.35
PTA 1 BOLBOCESTI-100 KVA	20	102.11
PTA 1 BUCSANA-63 KVA	20	101.2
PTA 1 C.MARE-160 KVA	20	103.19
PTA 1 CALUGAREASA-100 KVA	20	101.69
PTA 1 PRIGORIA-63 KVA	20	101.28
PTA 2 ALBENI-100 KVA	20	102.01
PTA 2 BOLBOCESTI-100 KVA	20	102.15
PTA 2 BUCSANA-63 KVA	20	101.19
PTA 2 CALUGAREASA-63 KVA	20	101.52
PTA 2 CAMPU MARE-160 KVA	20	103.07
PTA 3 ALBENI-40 KVA	20	102.53
PTA ALBENI RUDARIE-63 KVA	20	102.88
PTA BURLANI-63 KVA	20	101.45
PTA COJANI 1-100 KVA	20	103.51
PTA COJANI 2 -63 KVA	20	103.57
PTA COJANI 3-100 KVA	20	103.57
PTA COLIB PARC 1-250KVA	20	105.64
PTA DABRI COJANI-250 KVA	20	103.57
PTA DOBRANA-160 KVA	20	101.37
PTA GARA ALBENI-63 KVA	20	103.57
PTA NEGOIESTI-100 KVA	20	101.49
PTA PARC CALUG-1000 KVA	20	101.85
PTA POMPE APA CAL-63 KVA	20	101.86
PTA POMPE C. MARE-100 KVA	20	103.13
PTA POMPE NEGOIESTI-40KVA	20	101.47
PTA PRUNESTI-40 KVA	20	102.13
PTA SMA ALBENI-63 KVA	20	102.19
PTA SONDA-63 KVA	20	101.85
PTA SONDA 73-100 KVA	20	102.07
PTA SP. CAMPU MARE-100KVA	20	103.03
PTA ST TR.DESEURI-63 KVA	20	103.57
PTAB 2 PRIGORIA-63 KVA	20	101.24
PTAB 3 PRIGORIA-63 KVA	20	101.3
PTAB 4 COJANI-100 KVA	20	103.57
PTS APA GILORT-1600 KVA	20	105.64
PTS COMPRES COLIB-2400KVA	20	105.64
PTS PARC 2 COLIB-1600 KVA	20	105.64
PTS PARC 4 COLIB-400 KVA	20	105.64
PTS PARC 5 COLIB-250 KVA	20	105.64
PTS SONDA 18-1600 KVA	20	105.64
PTS SONDA 144-250 KVA	20	105.64
PTS SONDA 148-400 KVA	20	105.64
PTS SONDA 163-1600 KVA	20	105.64
PTS ST SORT. CCF-630 KVA	20	103.57

PROIECTANT.
S.C. ELPROCONS ELECTRIC S.R.L.

**INCARCARI TRONSOANE IN [A]
SITUATIA PROIECTATA - VARIANTA 1**

TRONSON	LUNGIME TRONSON	Imax adm	SITUATIA PROIECTATA[A]
BARA 20 KV ST CARBUNESTI-1 C	530 m	255 A	148.7
BARA 20 KV ST CARBUNESTI-1 A	540 m	255 A	151.9
1-PTAB 4 COJANI-100 KVA	120 m	255 A	0.01
BARA 20 KV ST CARBUNESTI-1 Z	540 m	255 A	78.21
PC CEF COJANI-.1	120 m	255 A	25.98
Bus1-BARA 20 KV ST CARBUNESTI	5250 m	750 A	279.8
Bus2-BARA 20 KV ST CARBUNESTI	5250 m	750 A	279.8
2.-.1.	1033 m	255 A	2.166
CEF COJANI 2 PARC 2-1 C.	50 m	350 A	149.2
CEF COJANI 2 PARC 3-1A	900 m	350 A	152
2.2.-1.2	300 m	255 A	2.19
384 Z-PTAB 3 PRIGORIA-63 KVA	60 m	255 A	6.829
PTAB 3 PRIGORIA-63 KVA-385 Z	60 m	255 A	5.442
PTAB 2 PRIGORIA-63 KVA-.1..	60 m	255 A	1.391
CEF COJANI 2 PARC 1.-1A4	50 m	350 A	113.7
1 C-97	5760 m	225 A	148.7
PTA COLIB PARC 1-250KVA-124 C	240 m	140 A	0.019
1 C.-97	30 m	140 A	149.2
97-124 C	1620 m	225 A	0.863
1A-Bus8	20 m	140 A	152
54 A-Bus8	60 m	275 A	151.9
61A Z-66A Z	300 m	225 A	53.54
1A4-66A Z	30 m	140 A	113.7
Bus9-BARA 20 KV ST CARBUNESTI	35800 m	225 A	78.32
PTS COMPRES COLIB-2400KVA-127 C	240 m	140 A	0.126
124 C-127 C	180 m	225 A	0.78
PTS SONDA 144-250 KVA-144 C	180 m	140 A	0.019
127 C-144 C	1020 m	225 A	0.738
PTS SONDA 148-400 KVA-148 C	420 m	140 A	0.028
144 C-148 C	240 m	225 A	0.682
PTS PARC 4 COLIB-400 KVA-149 C	180 m	140 A	0.028
148 C-149 C	60 m	225 A	0.651
PTS PARC 2 COLIB-1600 KVA-163 C	120 m	140 A	0.063
149 C-163 C	840 m	225 A	0.638
163 C-PTS SONDA 163-1600 KVA	120 m	140 A	0.064
163 C-18 C	10740 m	225 A	0.588
2 C-18 C	960 m	140 A	0.122
PTS SONDA 18-1600 KVA-2 C	480 m	140 A	0.064
2 C-PTS APA GILORT-1600 KVA	60 m	140 A	0.063
18 C-PTS PARC 5 COLIB-250 KVA	60 m	140 A	0.019
1 A-53 A	3120 m	225 A	151.9
PTA COJANI 1-100 KVA-53 A	120 m	140 A	0.01
53 A-54 A	60 m	225 A	151.9
Bus8-58 A	180 m	225 A	0.313
1-58 A	60 m	140 A	0.01
58 A-66B A	480 m	225 A	0.303
66B A-PTA COJANI 3-100 KVA	120 m	140 A	0.01
66B A-75 A	540 m	225 A	0.277
PTA DABRI COJANI-250 KVA-75 A	180 m	140 A	0.019
78B A-89 A	600 m	225 A	0.23
PTA ST TR.DESEURI-63 KVA-89 A	660 m	140 A	0.027
89 A-98 A	540 m	225 A	0.175
PTA GARA ALBENI-63 KVA-98 A	60 m	140 A	0.007
78B A-PTA COJANI 2 -63 KVA	120 m	140 A	0.007
75 A-78B A	240 m	225 A	0.246
98 A-108 A	600 m	225 A	0.148
PTS ST SORT. CCF-630 KVA-127 A	60 m	140 A	0.039
108 A-127 A	1140 m	225 A	0.114
127 A-147 A	1200 m	225 A	0.064
147 A-Line63~	120 m	225 A	0.006
1 Z-59 Z	3480 m	225 A	78.26
59 Z-61A Z	120 m	225 A	78.26
61A Z-.1	60 m	225 A	25.98
66A Z-93B Z	620 m	225 A	67.2
PTA 1 C.MARE-160 KVA-93B Z	300 m	140 A	3.465
Line73~-108 A	120 m	225 A	0.006
94 Z-PTA SP. CAMPU MARE-100KVA	7560 m	140 A	2.169
100B Z-PTA 2 CAMPU MARE-160 KVA	60 m	140 A	3.47
111 Z-PTA ALBENI RUDARIE-63 KVA	60 m	140 A	1.369

TRONSON	LUNGIME TRONSON	Imax adm	SITUATIA PROIECTATA[A]
132 Z-PTA 3 ALBENI-40 KVA	60 m	140 A	0.872
93B Z-94 Z	60 m	225 A	63.74
94 Z-96 Z	120 m	225 A	61.67
96 Z-100B Z	240 m	225 A	59.51
100B Z-111 Z	660 m	225 A	56.05
111 Z-132 Z	1260 m	225 A	54.71
132 Z-153 Z	1260 m	225 A	53.85
153 Z-166 Z	120 m	225 A	52.48
166 Z-212 Z	120 m	225 A	48.13
212 Z-216 Z	240 m	225 A	47.26
216 Z-220 Z	240 m	225 A	45.07
220 Z-231 Z	660 m	225 A	42.9
233 Z.-263 Z.	1800 m	225 A	18.24
231 Z-233 Z.	120 m	225 A	19.59
263 Z.-292 Z	1740 m	225 A	16.07
292 Z-302 Z	600 m	225 A	11.67
302 Z-350 Z	2880 m	225 A	10.32
166 Z-3.	180 m	140 A	4.352
3.-22	1080 m	140 A	2.179
.1.-96 Z	60 m	140 A	2.166
2.-PTA POMPE C. MARE-100 KVA	120 m	140 A	2.167
PTA SMA ALBENI-63 KVA-153 Z	120 m	140 A	1.378
22-PTA 1 BOLBOCESTI-100 KVA	720 m	140 A	2.189
3.-PTA 2 BOLBOCESTI-100 KVA	120 m	140 A	2.188
212 Z-PTA PRUNESTI-40 KVA	60 m	140 A	0.876
PTA SONDA 73-100 KVA-216 Z	60 m	140 A	2.19
.1.2-220 Z	60 m	140 A	2.19
2.2-PTA 2 ALBENI-100 KVA	120 m	140 A	2.191
233 Z.-PTA POMPE APA CAL-63 KVA	120 m	140 A	1.383
263 Z.-PTA 1 CALUGAREASA-100 KVA	120 m	140 A	2.198
4-PTA POMPE NEGOIESTI-40KVA	180 m	140 A	0.881
22.-4	1500 m	140 A	2.242
292 Z-22.	1320 m	140 A	4.42
22.-PTA NEGOIESTI-100 KVA	420 m	140 A	2.203
302 Z-PTA 2 CALUGAREASA-63 KVA	120 m	140 A	1.387
350 Z-PTA DOBRANA-160 KVA	120 m	140 A	3.529
..1.-PTA SONDA-63 KVA	660 m	140 A	1.383
231 Z-..1.	60 m	140 A	23.32
..1.-PTA PARC CALUG-1000 KVA	60 m	140 A	21.95
PTA BURLANI-63 KVA-4	1920 m	140 A	1.388
350 Z-384 Z	2040 m	225 A	6.829
385 Z-398 Z	780 m	225 A	5.452
398 Z-PTA 1 PRIGORIA-63 KVA	120 m	140 A	1.391
29-PTA 1 BUCSANA-63 KVA	1620 m	140 A	1.392
414 Z-29	1680 m	140 A	2.735
29-PTA 2 BUCSANA-63 KVA	2220 m	140 A	1.392
398 Z-414 Z	960 m	225 A	4.078
414 Z-449 Z	2100 m	225 A	1.39
449 Z-..1..	60 m	140 A	1.391
BARA 110KV CARBUNESTI-BARA 20 KV ST CARBUNESTI	110 / 20 kv	40000 kVA	186.4

PROIECTANT,
S.C. ELPROCONS ELECTRIC S.R.L.



CALCUL PIERDERI
SITUATIA PROIECTATA - VARIANTA 1

TRONSON	LUNGIME TRONSON	Imax adm	SITUATIA PROIECTATA[kW]
BARA 20 KV ST CARBUNESTI-1 C	530 m	255 A	10.89
BARA 20 KV ST CARBUNESTI-1 A	540 m	255 A	11.58
1-PTAB 4 COJANI-100 KVA	120 m	255 A	0
BARA 20 KV ST CARBUNESTI-1 Z	540 m	255 A	3.07
PC CEF COJANI-.1	120 m	255 A	0.0752
Bus1-BARA 20 KV ST CARBUNESTI	5250 m	750 A	119.8
Bus2-BARA 20 KV ST CARBUNESTI	5250 m	750 A	119.8
2.-.1.	1033 m	255 A	0.0045
CEF COJANI 2 PARC 2-1 C.	50 m	350 A	0.671
CEF COJANI 2 PARC 3-1A	900 m	350 A	12.55
2.2-.1.2	300 m	255 A	0.0013
384 Z-PTAB 3 PRIGORIA-63 KVA	60 m	255 A	0.0026
PTAB 3 PRIGORIA-63 KVA-385 Z	60 m	255 A	0.0017
PTAB 2 PRIGORIA-63 KVA-.1..	60 m	255 A	0.0001
CEF COJANI 2 PARC 1.-1A4	50 m	350 A	0.39
1 C-97	5760 m	225 A	198.1
PTA COLIB PARC 1-250KVA-124 C	240 m	140 A	0
1 C.-97	30 m	140 A	0.763
97-124 C	1620 m	225 A	0.0017
1A-Bus8	20 m	140 A	0.528
54 A-Bus8	60 m	275 A	1.58
61A Z-66A Z	300 m	225 A	1.34
1A4-66A Z	30 m	140 A	0.443
Bus9-BARA 20 KV ST CARBUNESTI	35800 m	225 A	340.4
PTS COMPRES COLIB-2400KVA-127 C	240 m	140 A	0
124 C-127 C	180 m	225 A	0.0002
PTS SONDA 144-250 KVA-144 C	180 m	140 A	0
127 C-144 C	1020 m	225 A	0.0008
PTS SONDA 148-400 KVA-148 C	420 m	140 A	0
144 C-148 C	240 m	225 A	0.0002
PTS PARC 4 COLIB-400 KVA-149 C	180 m	140 A	0
148 C-149 C	60 m	225 A	0
PTS PARC 2 COLIB-1600 KVA-163 C	120 m	140 A	0
149 C-163 C	840 m	225 A	0.0005
163 C-PTS SONDA 163-1600 KVA	120 m	140 A	0
163 C-18 C	10740 m	225 A	0.0018
2 C-18 C	960 m	140 A	0
PTS SONDA 18-1600 KVA-2 C	480 m	140 A	0
2 C-PTS APA GILORT-1600 KVA	60 m	140 A	0
18 C-PTS PARC 5 COLIB-250 KVA	60 m	140 A	0
1 A-53 A	3120 m	225 A	82.26
PTA COJANI 1-100 KVA-53 A	120 m	140 A	0
53 A-54 A	60 m	225 A	1.58
Bus8-58 A	180 m	225 A	0
1-58 A	60 m	140 A	0
58 A-66B A	480 m	225 A	0
66B A-PTA COJANI 3-100 KVA	120 m	140 A	0
66B A-75 A	540 m	225 A	0
PTA DABRI COJANI-250 KVA-75 A	180 m	140 A	0
78B A-89 A	600 m	225 A	0
PTA ST TR.DESEURI-63 KVA-89 A	660 m	140 A	0
89 A-98 A	540 m	225 A	0
PTA GARA ALBENI-63 KVA-98 A	60 m	140 A	0
78B A-PTA COJANI 2 -63 KVA	120 m	140 A	0
75 A-78B A	240 m	225 A	0
98 A-108 A	600 m	225 A	0
PTS ST SORT. CCF-630 KVA-127 A	60 m	140 A	0
108 A-127 A	1140 m	225 A	0
127 A-147 A	1200 m	225 A	0
147 A-Line63~	120 m	225 A	0
1 Z-59 Z	3480 m	225 A	33.11
59 Z-61A Z	120 m	225 A	1.14
61A Z-.1	60 m	225 A	0.124
66A Z-93B Z	620 m	225 A	4.35
PTA 1 C.MARE-160 KVA-93B Z	300 m	140 A	0.011
Line73~-108 A	120 m	225 A	0
94 Z-PTA SP. CAMPU MARE-100KVA	7560 m	140 A	0.104
100B Z-PTA 2 CAMPU MARE-160 KVA	60 m	140 A	0.0022

TRONSON	LUNGIME TRONSON	Imax adm	SITUATIA PROIECTATA(kW)
111 Z-PTA ALBENI RUDARIE-63 KVA	60 m	140 A	0.0003
132 Z-PTA 3 ALBENI-40 KVA	60 m	140 A	0.0001
93B Z-94 Z	60 m	225 A	0.379
94 Z-96 Z	120 m	225 A	0.71
96 Z-100B Z	240 m	225 A	1.32
100B Z-111 Z	660 m	225 A	3.22
111 Z-132 Z	1260 m	225 A	5.86
132 Z-153 Z	1260 m	225 A	5.68
153 Z-166 Z	120 m	225 A	0.514
166 Z-212 Z	120 m	225 A	0.432
212 Z-216 Z	240 m	225 A	0.833
216 Z-220 Z	240 m	225 A	0.758
220 Z-231 Z	660 m	225 A	1.89
233 Z-263 Z	1800 m	225 A	0.929
231 Z-233 Z	120 m	225 A	0.0716
263 Z-292 Z	1740 m	225 A	0.697
292 Z-302 Z	600 m	225 A	0.127
302 Z-350 Z	2880 m	225 A	0.475
166 Z-3.	180 m	140 A	0.0104
3.-22	1080 m	140 A	0.0156
.1.-96 Z	60 m	140 A	0.0009
2.-PTA POMPE C. MARE-100 KVA	120 m	140 A	0.0017
PTA SMA ALBENI-63 KVA-153 Z	120 m	140 A	0.0007
22-PTA 1 BOLBOCESTI-100 KVA	720 m	140 A	0.0105
3.-PTA 2 BOLBOCESTI-100 KVA	120 m	140 A	0.0018
212 Z-PTA PRUNESTI-40 KVA	60 m	140 A	0.0001
PTA SONDA 73-100 KVA-216 Z	60 m	140 A	0.0009
.1.2-220 Z	60 m	140 A	0.0009
2.2-PTA 2 ALBENI-100 KVA	120 m	140 A	0.0018
233 Z.-PTA POMPE APA CAL-63 KVA	120 m	140 A	0.0007
263 Z.-PTA 1 CALUGAREASA-100 KVA	120 m	140 A	0.0018
4-PTA POMPE NEGOIESTI-40KVA	180 m	140 A	0.0004
22.-4	1500 m	140 A	0.0229
292 Z-22.	1320 m	140 A	0.0786
22.-PTA NEGOIESTI-100 KVA	420 m	140 A	0.0062
302 Z-PTA 2 CALUGAREASA-63 KVA	120 m	140 A	0.0007
350 Z-PTA DOBRANA-160 KVA	120 m	140 A	0.0046
..1.-PTA SONDA-63 KVA	660 m	140 A	0.0038
231 Z-..1.	60 m	140 A	0.0999
..1.-PTA PARC CALUG-1000 KVA	60 m	140 A	0.0885
PTA BURLANI-63 KVA-4	1920 m	140 A	0.0111
350 Z-384 Z	2040 m	225 A	0.147
385 Z-398 Z	780 m	225 A	0.036
398 Z-PTA 1 PRIGORIA-63 KVA	120 m	140 A	0.0007
29-PTA 1 BUCSANA-63 KVA	1620 m	140 A	0.0095
414 Z-29	1680 m	140 A	0.0382
29-PTA 2 BUCSANA-63 KVA	2220 m	140 A	0.0129
398 Z-414 Z	960 m	225 A	0.0247
414 Z-449 Z	2100 m	225 A	0.0062
449 Z-..1..	60 m	140 A	0.0004
BARA 110KV CARBUNESTI-BARA 20 KV ST CARBUNESTI	110 / 20 kV	40000 kVA	87.6

TOTAL PIERDERI(kW)

1056.8129

PROIECTANT,
S.C. ELPROCONS ELECTRIC S.R.L.



CADERI DE TENSIUNE IN SITUATIA PROIECTATA - VARIANTA 1, IN %

Ureferinta =20 kV

TRONSON LINIE	LUNGIME TRONSON	Imax adm[A]	SITUATIA PROIECTATA[%]
BARA 20 KV ST CARBUNESTI-1 C	530 m	255 A	0.2
BARA 20 KV ST CARBUNESTI-1 A	540 m	255 A	0.2
1-PTAB 4 COJANI-100 KVA	120 m	255 A	0
BARA 20 KV ST CARBUNESTI-1 Z	540 m	255 A	0.13
PC CEF COJANI-. 1	120 m	255 A	0.01
Bus1-BARA 20 KV ST CARBUNESTI	5250 m	750 A	1.23
Bus2-BARA 20 KV ST CARBUNESTI	5250 m	750 A	1.23
2.-.1.	1033 m	255 A	0.01
CEF COJANI 2 PARC 2-1 C.	50 m	350 A	0.01
CEF COJANI 2 PARC 3-1A	900 m	350 A	0.22
2.2-.1.2	300 m	255 A	0
384 Z-PTAB 3 PRIGORIA-63 KVA	60 m	255 A	0
PTAB 3 PRIGORIA-63 KVA-385 Z	60 m	255 A	0
PTAB 2 PRIGORIA-63 KVA-.1..	60 m	255 A	0
CEF COJANI 2 PARC 1.-1A4	50 m	350 A	0.01
1 C-97	5760 m	225 A	3.59
PTA COLIB PARC 1-250KVA-124 C	240 m	140 A	0
1 C.-97	30 m	140 A	0.01
97-124 C	1620 m	225 A	0
1A-Bus8	20 m	140 A	0.01
54 A-Bus8	60 m	275 A	0.03
61A Z-66A Z	300 m	225 A	0.08
1A4-66A Z	30 m	140 A	0.01
Bus9-BARA 20 KV ST CARBUNESTI	35800 m	225 A	13.51
PTS COMPRES COLIB-2400KVA-127 C	240 m	140 A	0
124 C-127 C	180 m	225 A	0
PTS SONDA 144-250 KVA-144 C	180 m	140 A	0
127 C-144 C	1020 m	225 A	0
PTS SONDA 148-400 KVA-148 C	420 m	140 A	0
144 C-148 C	240 m	225 A	0
PTS PARC 4 COLIB-400 KVA-149 C	180 m	140 A	0
148 C-149 C	60 m	225 A	0
PTS PARC 2 COLIB-1600 KVA-163 C	120 m	140 A	0
149 C-163 C	840 m	225 A	0
163 C-PTS SONDA 163-1600 KVA	120 m	140 A	0
163 C-18 C	10740 m	225 A	0
2 C-18 C	960 m	140 A	0
PTS SONDA 18-1600 KVA-2 C	480 m	140 A	0
2 C-PTS APA GILORT-1600 KVA	60 m	140 A	0
18 C-PTS PARC 5 COLIB-250 KVA	60 m	140 A	0
1 A-53 A	3120 m	225 A	1.46
PTA COJANI 1-100 KVA-53 A	120 m	140 A	0
53 A-54 A	60 m	225 A	0.03
Bus8-58 A	180 m	225 A	0
1-58 A	60 m	140 A	0
58 A-66B A	480 m	225 A	0
66B A-PTA COJANI 3-100 KVA	120 m	140 A	0
66B A-75 A	540 m	225 A	0
PTA DABRI COJANI-250 KVA-75 A	180 m	140 A	0
78B A-89 A	600 m	225 A	0
PTA ST TR.DESEURI-63 KVA-89 A	660 m	140 A	0
89 A-98 A	540 m	225 A	0
PTA GARA ALBENI-63 KVA-98 A	60 m	140 A	0
78B A-PTA COJANI 2 -63 KVA	120 m	140 A	0
75 A-78B A	240 m	225 A	0
98 A-108 A	600 m	225 A	0
PTS ST SORT. CCF-630 KVA-127 A	60 m	140 A	0
108 A-127 A	1140 m	225 A	0
127 A-147 A	1200 m	225 A	0
147 A-Line63~	120 m	225 A	0
1 Z-59 Z	3480 m	225 A	1.31
59 Z-61A Z	120 m	225 A	0.05

TRONSON LINIE	LUNGIME TRONSON	I _{max adm} [A]	SITUATIA PROIECTATA[%]
61A Z-.1	60 m	225 A	0.01
66A Z-93B Z	620 m	225 A	0.21
PTA 1 C.MARE-160 KVA-93B Z	300 m	140 A	0.01
Line73~-108 A	120 m	225 A	0
94 Z-PTA SP. CAMPU MARE-100KVA	7560 m	140 A	0.15
100B Z-PTA 2 CAMPU MARE-160 KVA	60 m	140 A	0
111 Z-PTA ALBENI RUDARIE-63 KVA	60 m	140 A	0
132 Z-PTA 3 ALBENI-40 KVA	60 m	140 A	0
93B Z-94 Z	60 m	225 A	0.02
94 Z-96 Z	120 m	225 A	0.04
96 Z-100B Z	240 m	225 A	0.07
100B Z-111 Z	660 m	225 A	0.19
111 Z-132 Z	1260 m	225 A	0.35
132 Z-153 Z	1260 m	225 A	0.34
153 Z-166 Z	120 m	225 A	0.03
166 Z-212 Z	120 m	225 A	0.03
212 Z-216 Z	240 m	225 A	0.06
216 Z-220 Z	240 m	225 A	0.05
220 Z-231 Z	660 m	225 A	0.14
233 Z.-263 Z.	1800 m	225 A	0.16
231 Z-233 Z.	120 m	225 A	0.01
263 Z.-292 Z	1740 m	225 A	0.14
292 Z-302 Z	600 m	225 A	0.04
302 Z-350 Z	2880 m	225 A	0.15
166 Z-3.	180 m	140 A	0.01
3.-22	1080 m	140 A	0.02
.1.-96 Z	60 m	140 A	0
2.-PTA POMPE C. MARE-100 KVA	120 m	140 A	0
PTA SMA ALBENI-63 KVA-153 Z	120 m	140 A	0
22-PTA 1 BOLBOCESTI-100 KVA	720 m	140 A	0.01
3.-PTA 2 BOLBOCESTI-100 KVA	120 m	140 A	0
212 Z-PTA PRUNESTI-40 KVA	60 m	140 A	0
PTA SONDA 73-100 KVA-216 Z	60 m	140 A	0
.1.2-220 Z	60 m	140 A	0
2.2-PTA 2 ALBENI-100 KVA	120 m	140 A	0
233 Z.-PTA POMPE APA CAL-63 KVA	120 m	140 A	0
263 Z.-PTA 1 CALUGAREASA-100 KVA	120 m	140 A	0
4-PTA POMPE NEGOIESTI-40KVA	180 m	140 A	0
22.-4	1500 m	140 A	0.03
292 Z-22.	1320 m	140 A	0.05
22.-PTA NEGOIESTI-100 KVA	420 m	140 A	0.01
302 Z-PTA 2 CALUGAREASA-63 KVA	120 m	140 A	0
350 Z-PTA DOBRANA-160 KVA	120 m	140 A	0
..1.-PTA SONDA-63 KVA	660 m	140 A	0.01
231 Z-..1.	60 m	140 A	0.01
..1.-PTA PARC CALUG-1000 KVA	60 m	140 A	0.01
PTA BURLANI-63 KVA-4	1920 m	140 A	0.02
350 Z-384 Z	2040 m	225 A	0.07
385 Z-398 Z	780 m	225 A	0.02
398 Z-PTA 1 PRIGORIA-63 KVA	120 m	140 A	0
29-PTA 1 BUCSANA-63 KVA	1620 m	140 A	0.02
414 Z-29	1680 m	140 A	0.04
29-PTA 2 BUCSANA-63 KVA	2220 m	140 A	0.03
398 Z-414 Z	960 m	225 A	0.02
414 Z-449 Z	2100 m	225 A	0.01
449 Z-.1..	60 m	140 A	0
BARA 110KV CARBUNESTI-BARA 20 KV ST CARBUNESTI	110 / 20 kV	40000 kVA	1.85

PROIECTANT,
S.C. ELPROCONS ELECTRIC S.R.L.



TENSIUNE IN NODURI IN PROCENTE
SITUATIA PROIECTATA - VARIANTA 2

DENUMIRE NOD	U nominal[kV]	SITUATIA PROIECTATA[%]
ST1	20	101.86
ST.1	20	100.98
ST1 A	20	101.86
ST1 C	20	101.86
ST1 Z	20	101.79
ST.1.	20	100.58
ST..1.	20	99.27
ST.1..	20	98.63
ST.1.2	20	99.42
ST2 C	20	101.86
ST2.	20	100.57
ST2.2	20	99.42
ST3.	20	99.56
ST4	20	98.87
ST18 C	20	101.86
ST22	20	99.54
ST22.	20	98.9
ST29	20	98.6
ST53 A	20	101.86
ST54 A	20	101.86
ST58 A	20	101.86
ST59 Z	20	100.99
ST61A Z	20	100.96
ST66B A	20	101.86
ST75 A	20	101.86
ST78B A	20	101.86
ST89 A	20	101.86
ST93B Z	20	100.64
ST94 Z	20	100.62
ST96 Z	20	100.58
ST98 A	20	101.86
ST100B Z	20	100.51
ST108 A	20	101.86
ST111 Z	20	100.32
ST124 C	20	101.86
ST127 A	20	101.86
ST127 C	20	101.86
ST132 Z	20	99.96
ST144 C	20	101.86
ST147 A	20	101.86
ST148 C	20	101.86
ST149 C	20	101.86
ST153 Z	20	99.6
ST163 C	20	101.86
ST166 Z	20	99.57
ST212 Z	20	99.54
ST216 Z	20	99.48
ST220 Z	20	99.43
ST231 Z	20	99.28
ST233 Z.	20	99.27
ST263 Z.	20	99.1
ST292 Z	20	98.95
ST302 Z	20	98.92
ST350 Z	20	98.76

DENUMIRE NOD	U nominal[kV]	SITUATIA PROIECTATA[%]
ST384 Z	20	98.69
ST385 Z	20	98.69
ST398 Z	20	98.67
ST414 Z	20	98.65
ST449 Z	20	98.63
BARA 20 KV ST CARBUNESTI	20	101.86
BARA 110KV CARBUNESTI	110	100
CEF COJANI 2 PARC 2.1	20	103.44
CEF COJANI 2- PARC 2.2	20	103.36
PC CEF COJANI	20	100.98
PTA 1 BOLBOCESTI-100 KVA	20	99.53
PTA 1 BUCSANA-63 KVA	20	98.58
PTA 1 C.MARE-160 KVA	20	100.63
PTA 1 CALUGAREASA-100 KVA	20	99.09
PTA 1 PRIGORIA-63 KVA	20	98.67
PTA 2 ALBENI-100 KVA	20	99.42
PTA 2 BOLBOCESTI-100 KVA	20	99.56
PTA 2 BUCSANA-63 KVA	20	98.58
PTA 2 CALUGAREASA-63 KVA	20	98.92
PTA 2 CAMPU MARE-160 KVA	20	100.51
PTA 3 ALBENI-40 KVA	20	99.96
PTA ALBENI RUDARIE-63 KVA	20	100.31
PTA BURLANI-63 KVA	20	98.84
PTA COJANI 1-100 KVA	20	101.86
PTA COJANI 2 -63 KVA	20	101.86
PTA COJANI 3-100 KVA	20	101.86
PTA COLIB PARC 1-250KVA	20	101.86
PTA DABRI COJANI-250 KVA	20	101.86
PTA DOBRANA-160 KVA	20	98.76
PTA GARA ALBENI-63 KVA	20	101.86
PTA NEGOIESTI-100 KVA	20	98.89
PTA PARC CALUG-1000 KVA	20	99.25
PTA POMPE APA CAL-63 KVA	20	99.26
PTA POMPE C. MARE-100 KVA	20	100.57
PTA POMPE NEGOIESTI-40KVA	20	98.86
PTA PRUNESTI-40 KVA	20	99.54
PTA SMA ALBENI-63 KVA	20	99.6
PTA SONDA-63 KVA	20	99.26
PTA SONDA 73-100 KVA	20	99.48
PTA SP. CAMPU MARE-100KVA	20	100.47
PTA ST TR.DESEURI-63 KVA	20	101.86
PTAB 2 PRIGORIA-63 KVA	20	98.63
PTAB 3 PRIGORIA-63 KVA	20	98.69
PTAB 4 COJANI-100 KVA	20	101.86
PTS APA GILORT-1600 KVA	20	101.86
PTS COMPRES COLIB-2400KVA	20	101.86
PTS PARC 2 COLIB-1600 KVA	20	101.86
PTS PARC 4 COLIB-400 KVA	20	101.86
PTS PARC 5 COLIB-250 KVA	20	101.86
PTS SONDA 18-1600 KVA	20	101.86
PTS SONDA 144-250 KVA	20	101.86
PTS SONDA 148-400 KVA	20	101.86
PTS SONDA 163-1600 KVA	20	101.86
PTS ST SORT. CCF-630 KVA	20	101.86

PROIECTANT,
S.C. ELPROCONS ELECTRIC S.R.L.



INCARCARI TRONSOANE IN [A]
SITUATIA PROIECTATA - VARIANTA 2

TRONSON	LUNGIME TRONSON	Imax adm	SITUATIA PROIECTATA[A]
BARA 20 KV ST CARBUNESTI-1 C	530 m	255 A	1.085
BARA 20 KV ST CARBUNESTI-1 A	540 m	255 A	0.46
1-PTAB 4 COJANI-100 KVA	120 m	255 A	0.01
BARA 20 KV ST CARBUNESTI-1 Z	540 m	255 A	44.19
PC CEF COJANI-1	120 m	255 A	26.49
Bus1-BARA 20 KV ST CARBUNESTI	5250 m	750 A	279.7
Bus2-BARA 20 KV ST CARBUNESTI	5250 m	750 A	279.7
2.-1.	1033 m	255 A	2.212
CEF COJANI 2- PARC 2.2-BARA 20 KV ST CARBUNESTI	5400 m	350 A	210.7
2.2.-1.2	300 m	255 A	2.238
384 Z-PTAB 3 PRIGORIA-63 KVA	60 m	255 A	6.987
PTAB 3 PRIGORIA-63 KVA-385 Z	60 m	255 A	5.569
PTAB 2 PRIGORIA-63 KVA-1..	60 m	255 A	1.422
CEF COJANI 2 PARC 2.1-BARA 20 KV ST CARBUNESTI	5700 m	350 A	208.3
1 C-Bus4	5760 m	225 A	1.085
PTA COLIB PARC 1-250KVA-124 C	240 m	140 A	0.02
Bus4-124 C	1620 m	225 A	0.84
54 A-Bus10	60 m	275 A	0.31
61A Z-66A Z	300 m	225 A	68.7
Bus9-BARA 20 KV ST CARBUNESTI	35800 m	225 A	78.31
PTS COMPRES COLIB-2400KVA-127 C	240 m	140 A	0.131
124 C-127 C	180 m	225 A	0.761
PTS SONDA 144-250 KVA-144 C	180 m	140 A	0.02
127 C-144 C	1020 m	225 A	0.713
PTS SONDA 148-400 KVA-148 C	420 m	140 A	0.029
144 C-148 C	240 m	225 A	0.66
PTS PARC 4 COLIB-400 KVA-149 C	180 m	140 A	0.029
148 C-149 C	60 m	225 A	0.629
PTS PARC 2 COLIB-1600 KVA-163 C	120 m	140 A	0.066
149 C-163 C	840 m	225 A	0.616
163 C-PTS SONDA 163-1600 KVA	120 m	140 A	0.066
163 C-18 C	10740 m	225 A	0.565
2 C-18 C	960 m	140 A	0.126
PTS SONDA 18-1600 KVA-2 C	480 m	140 A	0.066
2 C-PTS APA GILORT-1600 KVA	60 m	140 A	0.066
18 C-PTS PARC 5 COLIB-250 KVA	60 m	140 A	0.02
1 A-53 A	3120 m	225 A	0.46
PTA COJANI 1-100 KVA-53 A	120 m	140 A	0.01
53 A-54 A	60 m	225 A	0.313
Bus10-58 A	180 m	225 A	0.308
1-58 A	60 m	140 A	0.01
58 A-66B A	480 m	225 A	0.298
66B A-PTA COJANI 3-100 KVA	120 m	140 A	0.01
66B A-75 A	540 m	225 A	0.272
PTA DABRI COJANI-250 KVA-75 A	180 m	140 A	0.02
78B A-89 A	600 m	225 A	0.226
PTA ST TR.DESEURI-63 KVA-89 A	660 m	140 A	0.027
89 A-98 A	540 m	225 A	0.172
PTA GARA ALBENI-63 KVA-98 A	60 m	140 A	0.008
78B A-PTA COJANI 2 -63 KVA	120 m	140 A	0.008
75 A-78B A	240 m	225 A	0.241
98 A-108 A	600 m	225 A	0.145
PTS ST SORT. CCF-630 KVA-127 A	60 m	140 A	0.039
108 A-127 A	1140 m	225 A	0.112
127 A-147 A	1200 m	225 A	0.063
147 A-Line63~	120 m	225 A	0.006
1 Z-59 Z	3480 m	225 A	44.27
59 Z-61A Z	120 m	225 A	44.27
61A Z-1	60 m	225 A	26.49
66A Z-93B Z	620 m	225 A	68.71
PTA 1 C.MARE-160 KVA-93B Z	300 m	140 A	3.54
Line73~-108 A	120 m	225 A	0.006
94 Z-PTA SP. CAMPU MARE-100KVA	7560 m	140 A	2.216
100B Z-PTA 2 CAMPU MARE-160 KVA	60 m	140 A	3.545

TRONSON	LUNGIME TRONSON	Imax adm	SITUATIA PROIECTATA[A]
111 Z-PTA ALBENI RUDARIE-63 KVA	60 m	140 A	1.398
132 Z-PTA 3 ALBENI-40 KVA	60 m	140 A	0.891
93B Z-94 Z	60 m	225 A	65.17
94 Z-96 Z	120 m	225 A	63.05
96 Z-100B Z	240 m	225 A	60.85
100B Z-111 Z	660 m	225 A	57.31
111 Z-132 Z	1260 m	225 A	55.93
132 Z-153 Z	1260 m	225 A	55.06
153 Z-166 Z	120 m	225 A	53.66
166 Z-212 Z	120 m	225 A	49.21
212 Z-216 Z	240 m	225 A	48.32
216 Z-220 Z	240 m	225 A	46.09
220 Z-231 Z	660 m	225 A	43.86
233 Z-263 Z	1800 m	225 A	18.66
231 Z-233 Z	120 m	225 A	20.04
263 Z-292 Z	1740 m	225 A	16.44
292 Z-302 Z	600 m	225 A	11.94
302 Z-350 Z	2880 m	225 A	10.56
166 Z-3.	180 m	140 A	4.448
3.-22	1080 m	140 A	2.228
.1.-96 Z	60 m	140 A	2.212
2.-PTA POMPE C. MARE-100 KVA	120 m	140 A	2.214
PTA SMA ALBENI-63 KVA-153 Z	120 m	140 A	1.408
22-PTA 1 BOLBOCESTI-100 KVA	720 m	140 A	2.237
3.-PTA 2 BOLBOCESTI-100 KVA	120 m	140 A	2.236
212 Z-PTA PRUNESTI-40 KVA	60 m	140 A	0.895
PTA SONDA 73-100 KVA-216 Z	60 m	140 A	2.238
.1.2-220 Z	60 m	140 A	2.238
2.2-PTA 2 ALBENI-100 KVA	120 m	140 A	2.24
233 Z-PTA POMPE APA CAL-63 KVA	120 m	140 A	1.413
263 Z-PTA 1 CALUGAREASA-100 KVA	120 m	140 A	2.247
4-PTA POMPE NEGOIESTI-40KVA	180 m	140 A	0.901
22.-4	1500 m	140 A	2.293
292 Z-22.	1320 m	140 A	4.521
22.-PTA NEGOIESTI-100 KVA	420 m	140 A	2.252
302 Z-PTA 2 CALUGAREASA-63 KVA	120 m	140 A	1.418
350 Z-PTA DOBRANA-160 KVA	120 m	140 A	3.607
..1.-PTA SONDA-63 KVA	660 m	140 A	1.413
231 Z-..1.	60 m	140 A	23.84
..1.-PTA PARC CALUG-1000 KVA	60 m	140 A	22.43
PTA BURLANI-63 KVA-4	1920 m	140 A	1.419
350 Z-384 Z	2040 m	225 A	6.987
385 Z-398 Z	780 m	225 A	5.578
398 Z-PTA 1 PRIGORIA-63 KVA	120 m	140 A	1.422
29-PTA 1 BUCSANA-63 KVA	1620 m	140 A	1.423
414 Z-29	1680 m	140 A	2.799
29-PTA 2 BUCSANA-63 KVA	2220 m	140 A	1.423
398 Z-414 Z	960 m	225 A	4.173
414 Z-449 Z	2100 m	225 A	1.421
449 Z-..1..	60 m	140 A	1.422
BARA 110KV CARBUNESTI-BARA 20 KV ST CARBUNESTI	110 / 20 kV	40000 kVA	187

PROIECTANT,
S.C. ELPROCONS ELECTRIC S.R.L.



CALCUL PIERDERI
SITUATIA PROIECTATA - VARIANTA 2

TRONSON	LUNGIME TRONSON	Imax adm	SITUATIA PROIECTATA[kW]
BARA 20 KV ST CARBUNESTI-1 C	530 m	255 A	0.0006
BARA 20 KV ST CARBUNESTI-1 A	540 m	255 A	0.0001
1-PTAB 4 COJANI-100 KVA	120 m	255 A	0
BARA 20 KV ST CARBUNESTI-1 Z	540 m	255 A	0.979
PC CEF COJANI-.1	120 m	255 A	0.0782
Bus1-BARA 20 KV ST CARBUNESTI	5250 m	750 A	119.8
Bus2-BARA 20 KV ST CARBUNESTI	5250 m	750 A	119.8
2.-.1.	1033 m	255 A	0.0047
CEF COJANI 2- PARC 2.2-BARA 20 KV ST CARBUNESTI	5400 m	350 A	110.3
2.2-.1.2	300 m	255 A	0.0014
384 Z-PTAB 3 PRIGORIA-63 KVA	60 m	255 A	0.0027
PTAB 3 PRIGORIA-63 KVA-385 Z	60 m	255 A	0.0017
PTAB 2 PRIGORIA-63 KVA-.1..	60 m	255 A	0.0001
CEF COJANI 2 PARC 2.1-BARA 20 KV ST CARBUNESTI	5700 m	350 A	113.8
1 C-Bus4	5760 m	225 A	0.0082
PTA COLIB PARC 1-250KVA-124 C	240 m	140 A	0
Bus4-124 C	1620 m	225 A	0.0016
54 A-Bus10	60 m	275 A	0
61A Z-66A Z	300 m	225 A	2.2
Bus9-BARA 20 KV ST CARBUNESTI	35800 m	225 A	340.4
PTS COMPRES COLIB-2400KVA-127 C	240 m	140 A	0
124 C-127 C	180 m	225 A	0.0002
PTS SONDA 144-250 KVA-144 C	180 m	140 A	0
127 C-144 C	1020 m	225 A	0.0008
PTS SONDA 148-400 KVA-148 C	420 m	140 A	0
144 C-148 C	240 m	225 A	0.0002
PTS PARC 4 COLIB-400 KVA-149 C	180 m	140 A	0
148 C-149 C	60 m	225 A	0
PTS PARC 2 COLIB-1600 KVA-163 C	120 m	140 A	0
149 C-163 C	840 m	225 A	0.0005
163 C-PTS SONDA 163-1600 KVA	120 m	140 A	0
163 C-18 C	10740 m	225 A	0.0017
2 C-18 C	960 m	140 A	0
PTS SONDA 18-1600 KVA-2 C	480 m	140 A	0
2 C-PTS APA GILORT-1600 KVA	60 m	140 A	0
18 C-PTS PARC 5 COLIB-250 KVA	60 m	140 A	0
1 A-53 A	3120 m	225 A	0.0005
PTA COJANI 1-100 KVA-53 A	120 m	140 A	0
53 A-54 A	60 m	225 A	0
Bus10-58 A	180 m	225 A	0
1-58 A	60 m	140 A	0
58 A-66B A	480 m	225 A	0
66B A-PTA COJANI 3-100 KVA	120 m	140 A	0
66B A-75 A	540 m	225 A	0
PTA DABRI COJANI-250 KVA-75 A	180 m	140 A	0
78B A-89 A	600 m	225 A	0
PTA ST TR.DESEURI-63 KVA-89 A	660 m	140 A	0
89 A-98 A	540 m	225 A	0
PTA GARA ALBENI-63 KVA-98 A	60 m	140 A	0
78B A-PTA COJANI 2 -63 KVA	120 m	140 A	0
75 A-78B A	240 m	225 A	0
98 A-108 A	600 m	225 A	0
PTS ST SORT. CCF-630 KVA-127 A	60 m	140 A	0
108 A-127 A	1140 m	225 A	0
127 A-147 A	1200 m	225 A	0
147 A-Line63~	120 m	225 A	0
1 Z-59 Z	3480 m	225 A	10.58
59 Z-61A Z	120 m	225 A	0.366
61A Z-.1	60 m	225 A	0.129
66A Z-93B Z	620 m	225 A	4.55
PTA 1 C.MARE-160 KVA-93B Z	300 m	140 A	0.0115
Line73~-108 A	120 m	225 A	0
94 Z-PTA SP. CAMPU MARE-100KVA	7560 m	140 A	0.109
100B Z-PTA 2 CAMPU MARE-160 KVA	60 m	140 A	0.0023

TRONSON	LUNGIME TRONSON	Imax adm	SITUATIA PROIECTATA[kW]
111 Z-PTA ALBENI RUDARIE-63 KVA	60 m	140 A	0.0004
132 Z-PTA 3 ALBENI-40 KVA	60 m	140 A	0.0001
93B Z-94 Z	60 m	225 A	0.396
94 Z-96 Z	120 m	225 A	0.742
96 Z-100B Z	240 m	225 A	1.38
100B Z-111 Z	660 m	225 A	3.37
111 Z-132 Z	1260 m	225 A	6.13
132 Z-153 Z	1260 m	225 A	5.94
153 Z-166 Z	120 m	225 A	0.537
166 Z-212 Z	120 m	225 A	0.452
212 Z-216 Z	240 m	225 A	0.871
216 Z-220 Z	240 m	225 A	0.793
220 Z-231 Z	660 m	225 A	1.97
233 Z-263 Z	1800 m	225 A	0.973
231 Z-233 Z	120 m	225 A	0.0749
263 Z-292 Z	1740 m	225 A	0.73
292 Z-302 Z	600 m	225 A	0.133
302 Z-350 Z	2880 m	225 A	0.498
166 Z-3.	180 m	140 A	0.0109
3.-22	1080 m	140 A	0.0163
.1.-96 Z	60 m	140 A	0.0009
2.-PTA POMPE C. MARE-100 KVA	120 m	140 A	0.0018
PTA SMA ALBENI-63 KVA-153 Z	120 m	140 A	0.0007
22-PTA 1 BOLBOCESTI-100 KVA	720 m	140 A	0.011
3.-PTA 2 BOLBOCESTI-100 KVA	120 m	140 A	0.0018
212 Z-PTA PRUNESTI-40 KVA	60 m	140 A	0.0001
PTA SONDA 73-100 KVA-216 Z	60 m	140 A	0.0009
.1.2-220 Z	60 m	140 A	0.0009
2.2-PTA 2 ALBENI-100 KVA	120 m	140 A	0.0018
233 Z.-PTA POMPE APA CAL-63 KVA	120 m	140 A	0.0007
263 Z.-PTA 1 CALUGAREASA-100 KVA	120 m	140 A	0.0019
4-PTA POMPE NEGOIESTI-40KVA	180 m	140 A	0.0004
22.-4	1500 m	140 A	0.024
292 Z-22.	1320 m	140 A	0.0823
22.-PTA NEGOIESTI-100 KVA	420 m	140 A	0.0065
302 Z-PTA 2 CALUGAREASA-63 KVA	120 m	140 A	0.0007
350 Z-PTA DOBRANA-160 KVA	120 m	140 A	0.0048
..1.-PTA SONDA-63 KVA	660 m	140 A	0.004
231 Z-..1.	60 m	140 A	0.104
..1.-PTA PARC CALUG-1000 KVA	60 m	140 A	0.0924
PTA BURLANI-63 KVA-4	1920 m	140 A	0.0116
350 Z-384 Z	2040 m	225 A	0.154
385 Z-398 Z	780 m	225 A	0.0377
398 Z-PTA 1 PRIGORIA-63 KVA	120 m	140 A	0.0007
29-PTA 1 BUCSANA-63 KVA	1620 m	140 A	0.0099
414 Z-29	1680 m	140 A	0.04
29-PTA 2 BUCSANA-63 KVA	2220 m	140 A	0.0135
398 Z-414 Z	960 m	225 A	0.0259
414 Z-449 Z	2100 m	225 A	0.0065
449 Z-1..	60 m	140 A	0.0004
BARA 110KV CARBUNESTI-BARA 20 KV ST CARBUNESTI	110 / 20 kV	40000 kVA	88.17

TOTAL PIERDERI(kW)

936.9594

PROIECTANT,
S.C. ELPROCONS ELECTRIC S.R.L.



CADERI DE TENSIUNE IN SITUATIA PROIECTATA - VARIANTA 2, IN %

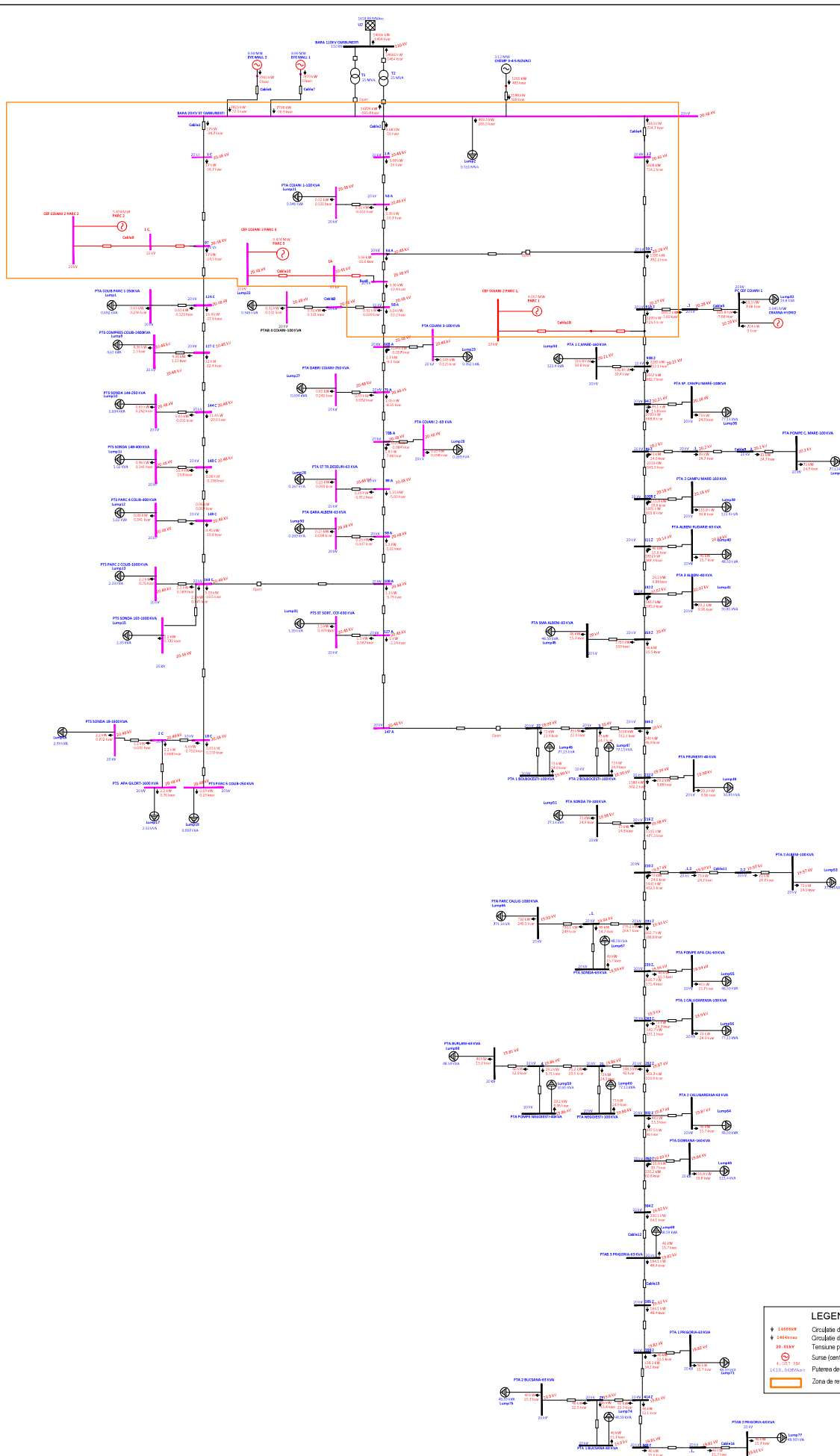
Ureferinta =20 kV

TRONSON LINIE	LUNGIME TRONSON	I _{max adm} [A]	SITUATIA PROIECTATA[%]
BARA 20 KV ST CARBUNESTI-1 C	530 m	255 A	0
BARA 20 KV ST CARBUNESTI-1 A	540 m	255 A	0
1-PTAB 4 COJANI-100 KVA	120 m	255 A	0
BARA 20 KV ST CARBUNESTI-1 Z	540 m	255 A	0.07
PC CEF COJANI-.1	120 m	255 A	0.01
Bus1-BARA 20 KV ST CARBUNESTI	5250 m	750 A	1.23
Bus2-BARA 20 KV ST CARBUNESTI	5250 m	750 A	1.23
2.-.1.	1033 m	255 A	0.01
CEF COJANI 2- PARC 2.2-BARA 20 KV ST CARBUNESTI	5400 m	350 A	1.5
2.2-.1.2	300 m	255 A	0
384 Z-PTAB 3 PRIGORIA-63 KVA	60 m	255 A	0
PTAB 3 PRIGORIA-63 KVA-385 Z	60 m	255 A	0
PTAB 2 PRIGORIA-63 KVA-.1..	60 m	255 A	0
CEF COJANI 2 PARC 2.1-BARA 20 KV ST CARBUNESTI	5700 m	350 A	1.58
1 C-Bus4	5760 m	225 A	0
PTA COLIB PARC 1-250KVA-124 C	240 m	140 A	0
Bus4-124 C	1620 m	225 A	0
54 A-Bus10	60 m	275 A	0
61A Z-66A Z	300 m	225 A	0.1
Bus9-BARA 20 KV ST CARBUNESTI	35800 m	225 A	13.51
PTS COMPRES COLIB-2400KVA-127 C	240 m	140 A	0
124 C-127 C	180 m	225 A	0
PTS SONDA 144-250 KVA-144 C	180 m	140 A	0
127 C-144 C	1020 m	225 A	0
PTS SONDA 148-400 KVA-148 C	420 m	140 A	0
144 C-148 C	240 m	225 A	0
PTS PARC 4 COLIB-400 KVA-149 C	180 m	140 A	0
148 C-149 C	60 m	225 A	0
PTS PARC 2 COLIB-1600 KVA-163 C	120 m	140 A	0
149 C-163 C	840 m	225 A	0
163 C-PTS SONDA 163-1600 KVA	120 m	140 A	0
163 C-18 C	10740 m	225 A	0
2 C-18 C	960 m	140 A	0
PTS SONDA 18-1600 KVA-2 C	480 m	140 A	0
2 C-PTS APA GILORT-1600 KVA	60 m	140 A	0
18 C-PTS PARC 5 COLIB-250 KVA	60 m	140 A	0
1 A-53 A	3120 m	225 A	0
PTA COJANI 1-100 KVA-53 A	120 m	140 A	0
53 A-54 A	60 m	225 A	0
Bus10-58 A	180 m	225 A	0
1-58 A	60 m	140 A	0
58 A-66B A	480 m	225 A	0
66B A-PTA COJANI 3-100 KVA	120 m	140 A	0
66B A-75 A	540 m	225 A	0
PTA DABRI COJANI-250 KVA-75 A	180 m	140 A	0
78B A-89 A	600 m	225 A	0
PTA ST TR.DESEURI-63 KVA-89 A	660 m	140 A	0
89 A-98 A	540 m	225 A	0
PTA GARA ALBENI-63 KVA-98 A	60 m	140 A	0
78B A-PTA COJANI 2 -63 KVA	120 m	140 A	0
75 A-78B A	240 m	225 A	0
98 A-108 A	600 m	225 A	0
PTS ST SORT. CCF-630 KVA-127 A	60 m	140 A	0
108 A-127 A	1140 m	225 A	0
127 A-147 A	1200 m	225 A	0
147 A-Line63~	120 m	225 A	0
1 Z-59 Z	3480 m	225 A	0.8
59 Z-61A Z	120 m	225 A	0.03
61A Z-.1	60 m	225 A	0.01
66A Z-93B Z	620 m	225 A	0.22
PTA 1 C.MARE-160 KVA-93B Z	300 m	140 A	0.01
Line73~-108 A	120 m	225 A	0
94 Z-PTA SP. CAMPU MARE-100KVA	7560 m	140 A	0.15
100B Z-PTA 2 CAMPU MARE-160 KVA	60 m	140 A	0
111 Z-PTA ALBENI RUDARIE-63 KVA	60 m	140 A	0

TRONSON LINIE	LUNGIME TRONSON	I _{max adm} [A]	SITUATIA PROIECTATA[%]
132 Z-PTA 3 ALBENI-40 KVA	60 m	140 A	0
93B Z-94 Z	60 m	225 A	0.02
94 Z-96 Z	120 m	225 A	0.04
96 Z-100B Z	240 m	225 A	0.07
100B Z-111 Z	660 m	225 A	0.19
111 Z-132 Z	1260 m	225 A	0.36
132 Z-153 Z	1260 m	225 A	0.35
153 Z-166 Z	120 m	225 A	0.03
166 Z-212 Z	120 m	225 A	0.03
212 Z-216 Z	240 m	225 A	0.06
216 Z-220 Z	240 m	225 A	0.06
220 Z-231 Z	660 m	225 A	0.15
233 Z-263 Z	1800 m	225 A	0.17
231 Z-233 Z	120 m	225 A	0.01
263 Z-292 Z	1740 m	225 A	0.14
292 Z-302 Z	600 m	225 A	0.04
302 Z-350 Z	2880 m	225 A	0.15
166 Z-3.	180 m	140 A	0.01
3.-22	1080 m	140 A	0.02
1.-96 Z	60 m	140 A	0
2.-PTA POMPE C. MARE-100 KVA	120 m	140 A	0
PTA SMA ALBENI-63 KVA-153 Z	120 m	140 A	0
22-PTA 1 BOLBOCESTI-100 KVA	720 m	140 A	0.01
3.-PTA 2 BOLBOCESTI-100 KVA	120 m	140 A	0
212 Z-PTA PRUNESTI-40 KVA	60 m	140 A	0
PTA SONDA 73-100 KVA-216 Z	60 m	140 A	0
1.2-220 Z	60 m	140 A	0
2.2-PTA 2 ALBENI-100 KVA	120 m	140 A	0
233 Z.-PTA POMPE APA CAL-63 KVA	120 m	140 A	0
263 Z.-PTA 1 CALUGAREASA-100 KVA	120 m	140 A	0
4-PTA POMPE NEGOIESTI-40KVA	180 m	140 A	0
22.-4	1500 m	140 A	0.03
292 Z-22.	1320 m	140 A	0.06
22.-PTA NEGOIESTI-100 KVA	420 m	140 A	0.01
302 Z-PTA 2 CALUGAREASA-63 KVA	120 m	140 A	0
350 Z-PTA DOBRANA-160 KVA	120 m	140 A	0
1.-PTA SONDA-63 KVA	660 m	140 A	0.01
231 Z-1.	60 m	140 A	0.01
1.-PTA PARC CALUG-1000 KVA	60 m	140 A	0.01
PTA BURLANI-63 KVA-4	1920 m	140 A	0.03
350 Z-384 Z	2040 m	225 A	0.07
385 Z-398 Z	780 m	225 A	0.02
398 Z-PTA 1 PRIGORIA-63 KVA	120 m	140 A	0
29-PTA 1 BUCSANA-63 KVA	1620 m	140 A	0.02
414 Z-29	1680 m	140 A	0.04
29-PTA 2 BUCSANA-63 KVA	2220 m	140 A	0.03
398 Z-414 Z	960 m	225 A	0.02
414 Z-449 Z	2100 m	225 A	0.01
449 Z-1..	60 m	140 A	0
BARA 110KV CARBUNESTI-BARA 20 KV ST CARBUNESTI	110 / 20 kV	40000 kVA	1.86

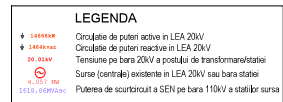
PROIECTANT,
S.C. ELPROCONS ELECTRIC S.R.L.



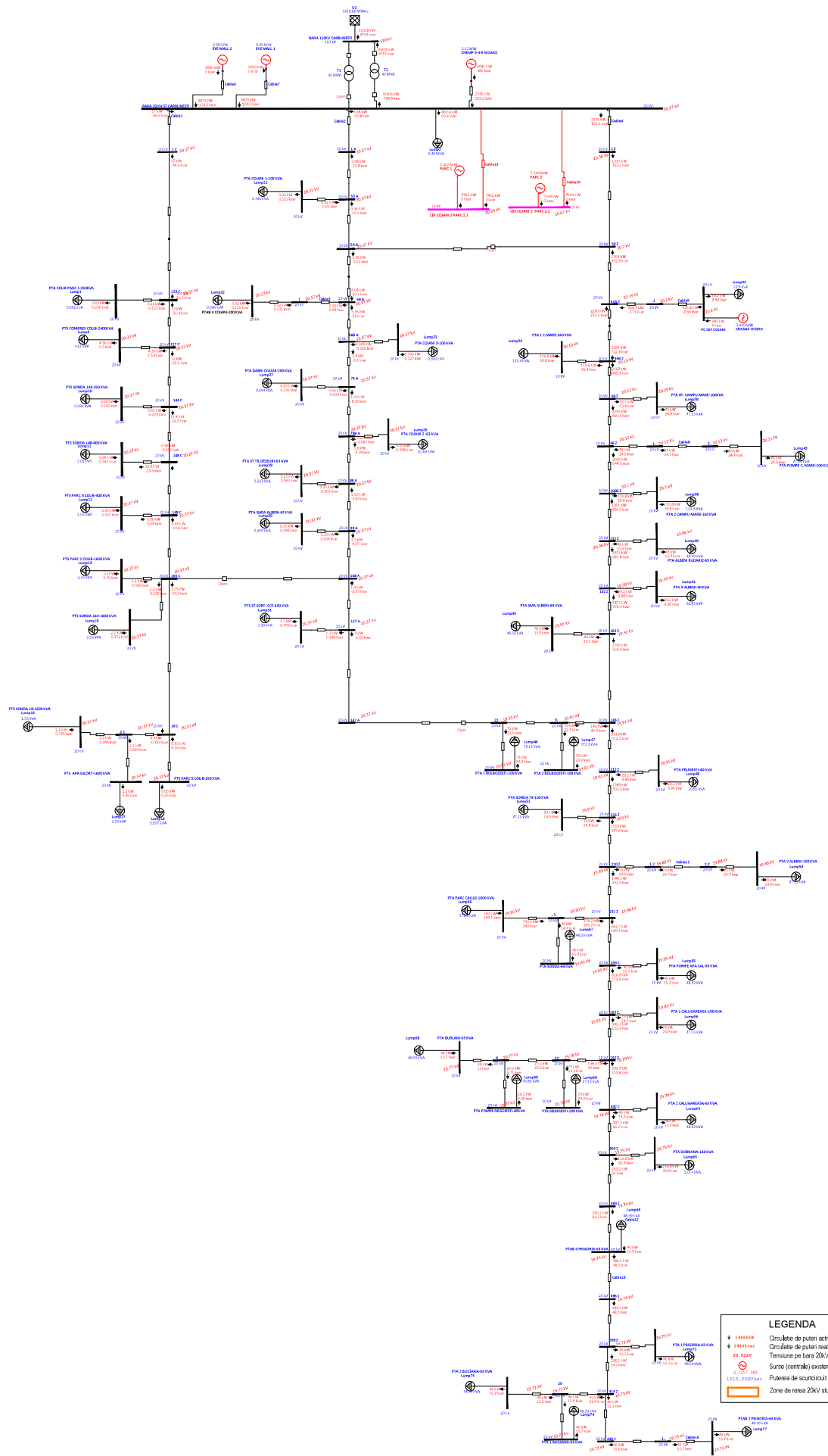


LEGENDA	
	Circulație de puteri active în LEA 20kV
	Circulație de puteri reactive în LEA 20kV
	Tensiune pe bara 20kV a postului de transformare/stație
	Surse (centrale) existente în LEA 20kV sau bara stație
	Puterea de scurtcircuit a SEN pe bara 110kV a stațiilor surse
	Zona de rețea 20kV studiată

VERIFICATOR		REFERAT / EXPERTIZA NR. / DATA	
PROIECTANT	NUME	Semnatura	CERINTA
PROIECTANT	S.C. ELPROCONS ELECTRIC S.R.L. TARGU JIU		
PROIECTANT	Atestat ANRE E1 nr. 15113/09.06.2019		
SPECIFICATIE	NUME	Semnatura	Scara
VERIFICAT	Ing. Răzescu A.-G.		---
DESENAT	Ing. Răzescu Gh.		
PROIECTAT	Ing. Răzescu Gh.		2021
		REFERAT / EXPERTIZA NR. / DATA	
		DISTRIBUTIE ENERGIE OLTEANA S.A.	
		Proiect nr. 03/2021	
		Faza S.S.	
		Planșa A-01	

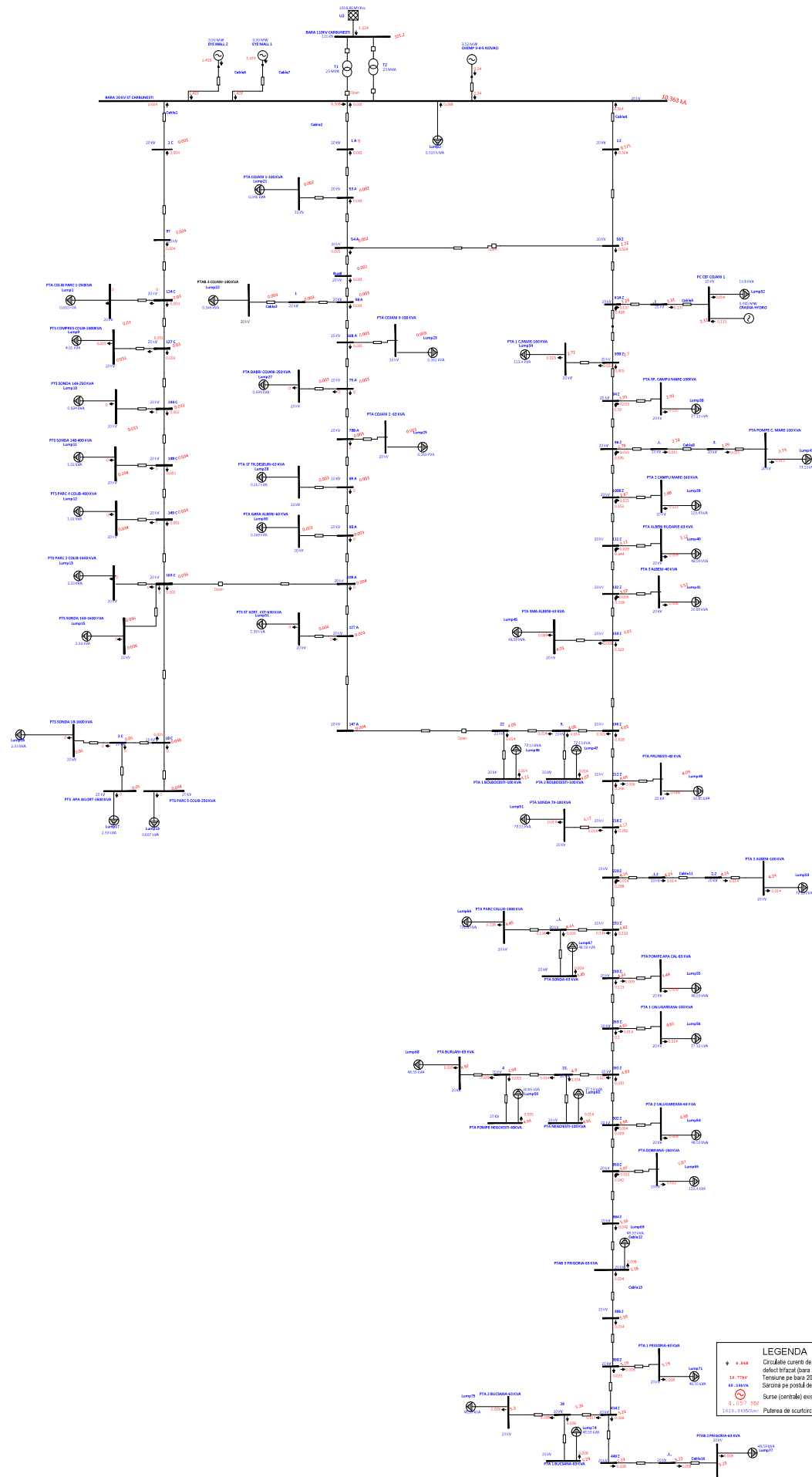


Project nr.	03/2021
Faza	S.S.
Plansa	A-02



LEGENDA	
	Circulație de puteri active în LEA 20kV
	Circulație de puteri reactive în LEA 20kV
	Tensiune pe bara 20kV a postului de transformare/stație
	Surse (centrale) existente în LEA 20kV sau bara stație
	Puterea de scurtcircuit a SEN pe bara 10kV a stațiilor surse
	Zone de rețea 20kV studiate

VERIFICATOR	NUME	SEMANTURA	CERTIFICAT	REFERAT / EXPERTIZA NR. / DATA	Proiect nr.
Proiectant:	S.C. ELPROCONS ELECTRIC S.R.L. TARGU JIU				03/2021
	Atestat ANRE E1 nr. 15113/09.09.2019				
SPECIFICATIE	NUME	SEMANTURA	Scara	200	Faza
VERIFICAT	Ing. Răzescu A.-G.				S.S.
DESENAT	Ing. Răzescu Gh.				
PROIECTAT	Ing. Răzescu Gh.				
			2021		Flansa A-03



LEGENDA

4.348 Circuitele curent de scurtcircuit (kA) in LEA 20kV spre locul de defect (tranzit) (para stadiu sau PC 20kV CEF proiectat)

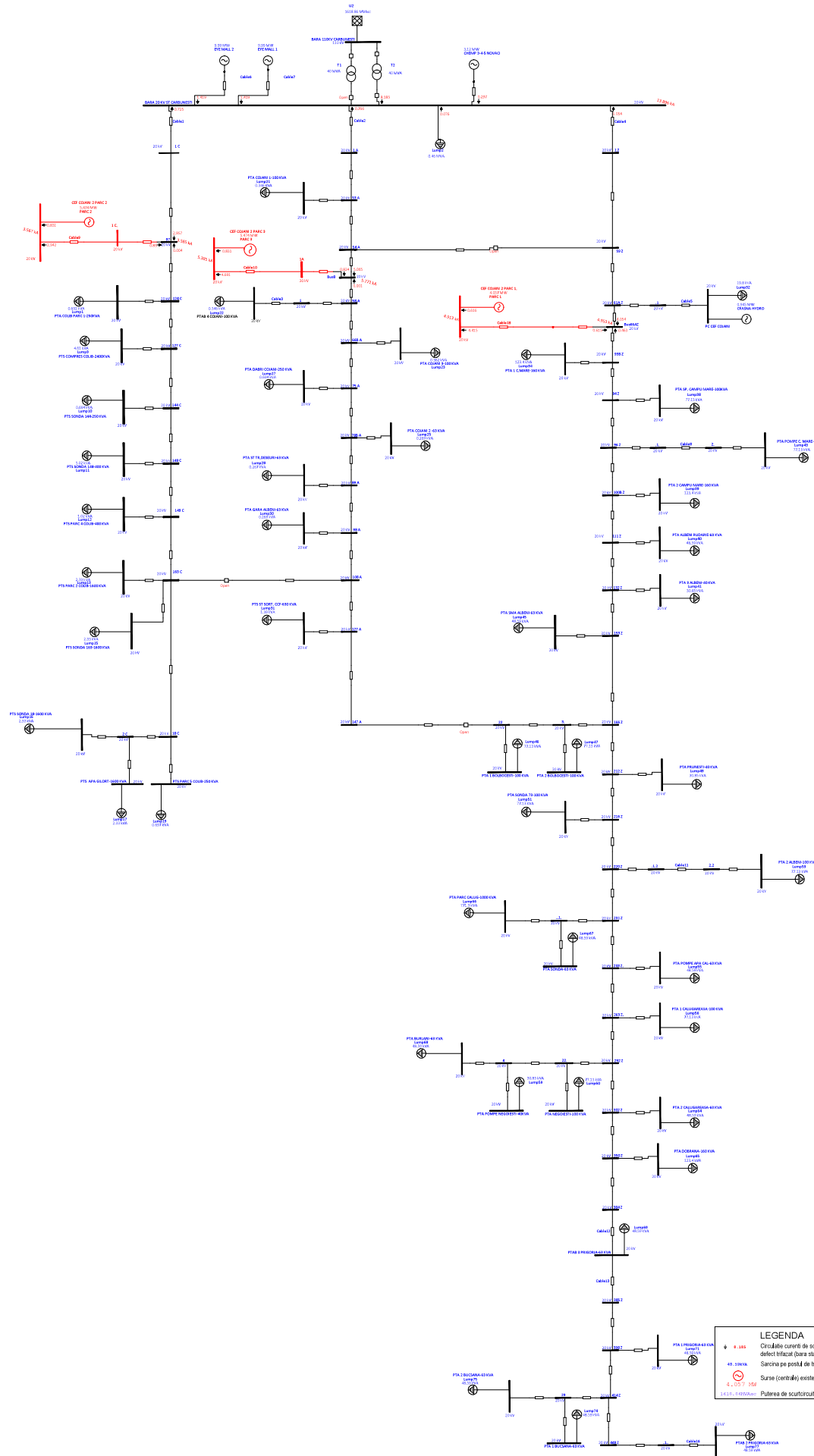
14.7194 Tensiune pe bara 20kV a PT (tabela la scurtcircuit traza)

48.100000 Sursa pe post de transformator in regim permanent

4.1217-1002 Surse (centrale) existente in LEA 20kV sau pe bara stadiu

14.12.17-100000 Puterea de scurtcircuit a SEN pe bara 110kV a stadiu sursa

VERIFICATOR		SEMANTURA		CERNTA		REFERAT / EXPERTIZA NR. / DATA	
PROIECTANT		SEMANTURA		CERNTA		DISTRIBUTIE ENERGIE OLTEANA S.A.	
S.C. ELPROCONS ELECTRIC S.R.L. TARGU JIU		Altestat ANRE E1 nr. 15113/09.09.2019				Proiect nr. 03/2021	
SPECIFICATIE		NUME		SEMANTURA		Scara	
VERIFICAT		Ing. Răzvan A.G.				Faza	
DESENAT		Ing. Răzvan Gh.				Data	
PROIECTAT		Ing. Răzvan Gh.				2021	
						Flansa	
						A-04	

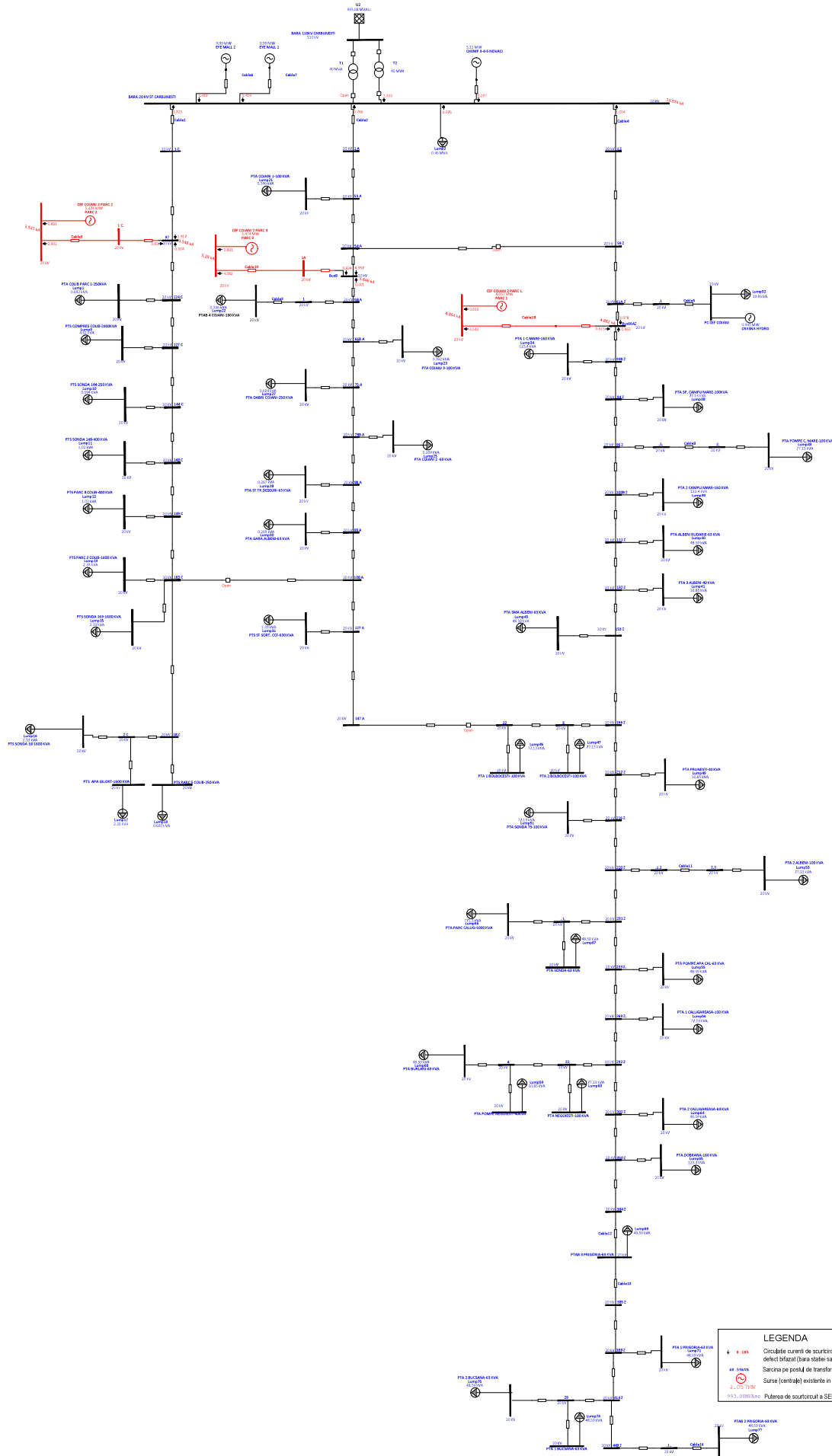


LEGENDA

8. IES
 Circuite curent de scurtcircuit (SC) în LEA 20kV spre locul de defect (defect) (pentru stadiu sau PCPD 20kV CEE practicable)
 Sarcina pe posturi de transformare în regim permanent
 Surse (centrale) existente în LEA 20kV sau pe stadiu
 4. IES 7. IES
 Puterea de scurtcircuit a SEN pe bara 110kV a stadiu surse

VERIFICATOR	NUME	SEMNTURA	CERTIFICAT	REFERAT / EXPERTIZA NR. / DATA
PROIECTANT	NUME	SEMNTURA	CERTIFICAT	REFERAT / EXPERTIZA NR. / DATA
VERIFICAT	ing. Răzescu Gh.	SEMNTURA	CERTIFICAT	REFERAT / EXPERTIZA NR. / DATA
DESEINAT	ing. Răzescu Gh.	SEMNTURA	CERTIFICAT	REFERAT / EXPERTIZA NR. / DATA
PROIECTAT	ing. Răzescu Gh.	SEMNTURA	CERTIFICAT	REFERAT / EXPERTIZA NR. / DATA

Distribuție Energie Oltenia S.A.
 Proiect nr. 03/2021
 Faza S.S.
 Planșă A-05

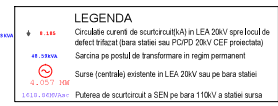


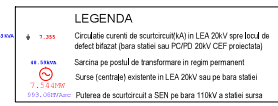
LEGENDA

CI - 100A
 Circuitul curent de scurtcircuit (kA) în LEA 20kV spre locul de defect bifurcat (bara stăluie sau PCPS 20kV CEF protectat)
 Sarcina pe post de transformare în regim permanent
 Surse (centrale) existente în LEA 20kV sau pe bara stăluie
PS - 1000kW
 Puterea de scurtcircuit a SEN pe bara 110kV a stăluie sursă

VERIFICATOR	SEMNTURA	DATA	REFERAT / EXPERTIZA NR. / DATA
PROIECTANT	SEMNTURA	DATA	REFERAT / EXPERTIZA NR. / DATA
VERIFICAT	SEMNTURA	DATA	REFERAT / EXPERTIZA NR. / DATA
DESENAT	SEMNTURA	DATA	REFERAT / EXPERTIZA NR. / DATA
PROIECTAT	SEMNTURA	DATA	REFERAT / EXPERTIZA NR. / DATA

S.C. ELPROCONS ELECTRIC S.R.L. TAROU JIU
 Atestat ANRE E1 nr. 15113/08.09.2019
 Distribuție
DISTRIBUȚIE ENERGIE OLTEANA S.A.
 Proiect nr. 03/2021
 Fața
 S.S.
 Planșa
 A-05

[illegible]



VERIFICATOR	NUMERUL DE INREGISTRARE	SEMNATURA	CERINȚA	REFERAT / EXPERTIZA NR. / DATA	
Proiectant:			Beneficiar:		Proiect nr.
S.C. ELPROFOMES ELECTRIC S.R.L. TARGU JIU Almatat ANRE Et nr. 15113006.00/2019			DISTRIBUTIE ENERGIE OLTEITIA S.A.		03/2021
VERIFICAT	NUMERUL DE INREGISTRARE	SEMNATURA	Scara	Data	
Specificatie	ing. Răzvan G.-A.				Faza S.S.
Desenat	ing. Răzvan G.-A.				
Proiectat	ing. Răzvan G.-A.				Planșea A-08

ANEXA

la Studiul de soluție nr. 03 / 2021

“Racordare la rețeaua electrică de distribuție a centralei fotovoltaice cu $P_i=15,006$ MW, localitatea Tg. Cărbunești, sat Cojani, județul Gorj”

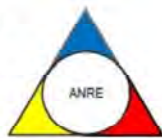
FAZA: Studiu Sistem

Proiectant general:
ELPROCONS ELECTRIC S.R.L, Târgu Jiu

Proiectant de specialitate:
POWER DESIGN S.R.L., Cluj-Napoca

Beneficiar:
DISTRIBUȚIE ENERGIE OLTENIA S.A

Data: martie 2021



Sectiunea 1 – Foaie de semnături, Borderou, Cuprins

FOAIE DE SEMNĂTURI

Aprobat

Dr.Ing. Calin HOMAN

Autorizatie ANRE nr. 201913193/2019, grad IV A+B



Proiectat

SEF PROIECT

ING. Răzvan STOICA-TARȚA

Autorizatie ANRE nr. 201811665/2018, grad IV A



PROIECTAT

ING. Răzvan STOICA-TARȚA

Autorizatie ANRE nr. 201811665/2018, grad IV A



Nr. crt.	Persoana care a facut modificarea		Data	Anexa la proiect
	Funcția	Numele si prenumele		
1.				
2.				
3.				

BORDEROU

Parte scrisa

Foia de semnături
Borderou
Cuprins documentatie

Sectiunea 1

Memoriu tehnic

Sectiunea 2

Piese desenate

Sectiunea 3

PROIECTAT,
ING. Răzvan STOICA-TARȚA



DATE GENERALE

Denumirea lucrării: Studiu de soluție pentru Racordare la rețeaua electrică de distribuție a centralei fotovoltaice cu $P_i=15006,00$ kW, localitatea Tg. Cărbunești, sat Cojani, județul Gorj

Faza: STUDIU DE SOLUTIE

Beneficiar: Distributie Energie Oltenia SA

Proiectant general:
ELPROCONS ELECTRIC S.R.L, Târgu Jiu

Proiectant de specialitate: SC POWER DESIGN SRL

Documente care au stat la baza elaborării documentației: bazele de date SEN furnizate de către SC Transelectrica SA, date primite de la beneficiar privind echipamentele din amplasamentul CEF Cojani.

CUPRINS

SECȚIUNEA 1 – FOAIE DE SEMNĂTURI, BORDEROU, CUPRINS	2
FOAIE DE SEMNĂTURI	3
BORDEROU	4
.....	4
CUPRINS	6
1. INTRODUCERE.....	8
2. DATE ENERGETICE ACTUALE PRIVIND ZONA ANALIZATĂ	9
2.1 REȚELELE ELECTRICE	9
2.2 SURSE DE PUTERE	9
2.3 CONSUMURI DE PUTERE	9
3. DATE ENERGETICE DE PERSPECTIVĂ ÎN ZONA ANALIZATĂ	10
3.1 ETAPA 2024	10
3.1.1 Rețele electrice	10
3.1.2 Surse de putere	10
3.1.3 Consumuri de putere	22
3.2 ETAPA 2029	22
3.2.1 Rețele electrice	22
3.2.2 Surse de putere	23
3.2.3 Consumuri de putere	23
4. CALCULUL REGIMURILOR STAȚIONARE PENTRU ETAPELE 2024 ȘI 2029 (ANEXA B)	24
4.1 CONSIDERANȚII GENERALE PRIVIND ANALIZA CONDIȚIILOR DE EVACUARE A CEF COJANI	24
4.2 SITUAȚIA ACTUALĂ.....	25
4.2.1 Etapa VDV 2024.....	25
4.2.2 Etapa VDV 2029.....	34
4.2.3 Etapa VDI 2024.....	44
4.2.4 Etapa VDI 2029.....	50
5. ANALIZA REGIMURILOR DE DIMENSIONARE	54
5.1 VARIANTA 1– RACORD ÎN LEA 20kV CU EVACUARE ÎN STAȚIA 110/20 kV CARBUNESTI (ANEXA C)	54
5.1.1 Etapa VDV 2024.....	54
5.1.2 Etapa VDV 2029.....	64
5.1.3 Etapa VDI 2024.....	74
5.1.4 Etapa VDI 2029.....	78
5.2 VARIANTA 2– RACORD ÎN BARA MT A STAȚIEI 110/20 kV CARBUNESTI (ANEXA C)	83
5.2.1 Etapa VDV 2024.....	83
5.2.2 Etapa VDV 2029.....	92
5.2.3 Etapa VDI 2024.....	102
5.2.4 Etapa VDI 2029.....	106
5.3 PIERDERI DE PUTERE	111
6. PARTICIPAREA LA REGLAJUL TENSIUNII DIN ZONĂ.....	112
7. CALITATEA ENERGIEI ELECTRICE.....	113
7.1 TENSIUNE	113
7.2 FLICKER	113
7.3 ARMONICI.....	113
8. CONSIDERENTE PRIVIND CONDIȚIILE DE STABILITATE TRANZITORIE ALE INVERTOARELOR DIN AMPLASAMENTUL COJANI	115

9. ANALIZA CERINȚELOR DE MONITORIZARE SI REGLAJ, INCLUSIV INTERFAȚA NOII SURSE CU SISTEMUL SCADA ȘI DE TELECOMUNICAȚII.....	116
9.1. PENTRU VARIANTA 1 DE RACORDARE.....	118
9.2. PENTRU VARIANTA 2 DE RACORDARE.....	130
10. CONCLUZII.....	156

STUDIU DE SISTEM PENTRU EVACUARE PUTERE ELECTRICĂ CEF COJANI

1. Introducere

Prezenta lucrare reprezintă calcule de sistem pentru studiu de soluție pentru evacuare putere electrică CEF Cojani 15,006 MW localizată în zona Cojani, jud. Gorj.

Acest studiu, elaborat conform prevederilor Codului Tehnic al Rețelelor Electrice de distribuție și a Regulamentului privind racordarea utilizatorilor la rețelele electrice de interes public, și a

- Ordinului ANRE nr. 79/2016 pentru aprobarea „Clasificării unităților generatoare și a centralelor electrice”;
- Ordinului ANRE nr. 208/2018 pentru aprobarea „Normei tehnice privind cerințele tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru modulele generatoare, centralele formate din module generatoare și centrale formate din module generatoare offshore (în larg)”;
- Ordinului ANRE nr. 51/2019 privind aprobarea „Procedurii de notificare pentru racordarea unităților generatoare și de verificare a conformității unităților generatoare cu cerințele tehnice privind racordarea unităților generatoare la rețelele electrice de interes public”;
- Ordinului ANRE nr. 233/2019 privind aprobarea „Metodologiei pentru schimbul de date între operatorul de transport și de sistem, operatorii de distribuție și utilizatorii de rețea semnificativi”;
- Ordinului ANRE nr. 11/2016 „Standardul de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice”.

va reprezenta documentația pe baza căreia operatorul de rețea va emite Avizul Tehnic de Racordare.

2. Date energetice actuale privind zona analizată

2.1 Rețelele electrice

Zona analizată în care este amplasat CEF Cojani 15,006 MW aparține Distribuție Oltenia care este formată din 7 sucursale de rețele și anume: Argeș, Vâlcea, Dolj, Mehedinți, Gorj, Olt, Teleorman. Interfața între rețeaua electrică de 110kV a Distribuție Oltenia cu rețeaua electrică de transport se realizează prin stațiile:

- Ișalnița 220/110kV 2x200MVA
- Drăgănești Olt 400/110kV, 1x250MVA;
- Calafat 220/110kV, 1x200MVA.
- Cetate 220/110kV, 1x200MVA.
- Turnu Severin 220/110kV 2x200MVA
- Sărdănești 220/110kV, 1x200MVA.
- Craiova Nord 220/110kV 2x200MVA
- Urechești 220/110kV, 1x200MVA.
- Riureni 220/110kV, 1x200MVA.
- Tg. Jiu Nord 220/110kV, 1x200MVA.
- Stupărei 220/110kV, 1x200MVA.
- Lotru 220/110kV, 1x200MVA.
- Aref 220/110kV 2x200MVA
- Pitești Sud 220/110kV, 1x200MVA.
- Bradu 220/110kV 2x200MVA
- Târgoviște 220/110kV 2x200MVA
- Ghizdaru 220/110kV 2x200MVA
- Turnu Măgurele 220/110kV 2x200MVA
- Slatina 220/110kV 2x200MVA
- Grădiște 220/110kV 2x200MVA

Liniile de legătură între rețeaua de 110kV Distribuție Oltenia și ceilalți operatori de distribuție sunt conform cu debuclările din schema normală UNO-DEN. Liniile 110kV din zona analizată au în majoritate secțiune 185mm².

2.2 Surse de putere

În zona Distribuție Oltenia există producători care sunt notați în bazele de date Transelectrica.

2.3 Consumuri de putere

Consumurile de putere sunt cele specificate în bazele de date ale Transelectrica specifice pentru palierele VDV 2024 și 2029 și VDI 2024 și 2029

3. Date energetice de perspectivă în zona analizată

3.1 Etapa 2024

3.1.1 Rețele electrice

În cadrul Planului de Dezvoltare, pentru a asigura creșterea capacității de schimb cu Serbia și vestul Europei și evacuarea puterii din centralele fotovoltaice și amenajările hidroelectrice din zona Porțile de Fier – Reșița, este necesară întărirea rețelei de transport pe axul de vest (Porțile de Fier - Reșița – Timișoara – Săcălaz -Arad).

La etapa 2024 avem modelate, conform bazelor de date primite:

- AT2 Iernut - 400 MVA, 400/220 kV Montare AT2 400 MVA, 400/231/22 kV precum și a celulelor aferente în stația Iernut și modernizarea sistemului de comandă control al stației 400/220/110/6 kV Iernut
- Înlocuire AT3-ATUS-FS 400/400/160 MVA 400/231/22 kV din stația 400/220 kV Porțile de Fier
- Trecere la 400 kV LEA Brazi Vest - Teleajen - Stalpu, inclusiv: Achiziție AT 400 MVA, 400/220/20 kV și lucrări de extindere stațiile 400 kV și 220 kV aferente, în stația 400/220/110 kV Brazi Vest
- Stația Ostrovu Mare 220 kV (stație nouă)
- LEA 220 kV Ostrovu Mare - RET (linie nouă)
- Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Portile de Fier - Resita - Timisoara - Sacalaz - Arad. Etapa I: Extindere statie 400 kV Portile de Fier; LEA 400 kV Portile de Fier - Resita; statia 400 kV Resita
- LEA 400 kV Portile de Fier – Resita
- Statia 400 kV Resita
- Extindere statie 400 kV Portile de Fier
- LEA 400 kV de interconexiune Reșița (România) - Pancevo (Serbia) (linie nouă)
- LEA 400 kV d.c. (1c.e) Gutinas – Smardan
- Extinderea stației 400 kV Cernavodă, et. II: racordare linii noi
- LEA 400 kV d.c. Cernavoda - Stalpu si racord in statia Gura Ialomitei (linie nouă)
- Extinderea stației 400 kV Gura Ialomitei cu două celule: LEA 400 kV Cernavodă 3 și LEA 400 kV Stâlpu
- Statia 400 kV Stalpu (stație nouă)+ Modernizare celule 110 kV si medie tensiune
- AT2 statia Hașdat
- LEA 400 kV s.c. Oradea Sud - Nadab - Bekescsaba, etapa finală: tronsonul dintre stâlpii 1-42 (48) ai LEA 400 kV Oradea Sud - Nădab

3.1.2 Surse de putere

Situația producătorilor în zona Distribuție Energie Oltenia este așa cum rezultă din bazele de date Transelectrica, pentru VDV și VDI

Nr. crt	Denumire investitor	Denumire centrale electrice eoliene	Tip SRE	Județul	Puterea aprobată (MW)	U(kV)	Stația de racord
1	SC TOPLET ENERGY SRL	CENTRALA EOLIANA TOPLET	eolian	Mehedinți	1.800	20	Statia 110/20 kV Topleț
1	SC ROMENERGO HIDRO SRL	MHC Cetateni	hidro	Arges	0.34	20	Statia 110/20 kV Cimpulung
2	SC ISPH SA București	CHEMP 1, Novaci, str. Gilortului, nr.246, județul Gorj	hidro	Gorj	0.72	20	PA 20/0.4 kV Novaci

3	SC ISPH SA Bucuresti	CHEMP 2, Novaci, str. Gilortului, nr.134, judetul Gorj	hidro	Gorj	1.74	20	Statia 110/20 kV Parangu si 110/20 kV Pojaru
4	SC ISPH SA Bucuresti	CHEMP 3, Novaci, str. Eroilor , fn judetul Gorj	hidro	Gorj	1.68	20	Statia 110/20 kV Pojaru si statia 110/20 kV Tg-Carburnesti
5	SC ISPH SA Bucuresti	CHEMP 4, Novaci, Pociovaliste, judetul Gorj	hidro	Gorj	1.68	20	Statia 110/20 kV Pojaru si statia 110/20 kV Tg-Carburnesti
6	SC ISPH SA Bucuresti	CHEMP 5, Novaci, Pociovaliste, judetul Gorj	hidro	Gorj	1.28	20	Statia 110/20 kV Pojaru si statia 110/20 kV Tg-Carburnesti
7	SC SERG COMPANY SRL TG JIU	MHC Gilort- Romanul, Novaci, Gorj	hidro	Gorj	4.3	20	PA 20/0.4 kV Novaci
8	SC ELNET SRL Targoviste	MHC1 Repedea	hidro	Valcea	0.32	20	Statia 110/20 kV Bradisor Statia 110/kV Ciunget apartine SH Rm.Valcea
9	SC ELNET SRL Targoviste	MHC2 Repedea	hidro	Valcea	0.89	20	Statia 110/20 kV Bradisor Statia 110/kV Ciunget apartine SH Rm.Valcea
10	SC ELNET SRL Targoviste	MHC3 Repedea	hidro	Valcea	0.972	20	Statia 110/20 kV Bradisor Statia 110/kV Ciunget apartine SH Rm.Valcea
11	SC HIDRO-ESTE SRL	MHC Raul lui Vlad, com.Caineni, jud.Valcea	hidro	Valcea	1.223	20	Statia 110/20 kV Brezoi
12	HIDROELECTRIC A SA-Sucursala Hidrocentrale Sibiu	CHE Cornetu+Robesti	hidro	Valcea	36.72	110	CHE Cornetu - SH Sibiu
13	SC HIDRO-ESTE SRL	MHC Priboioasa 2, Malaia	hidro	Valcea	1.73	20	Statia 110/20 kV Brezoi
14	SC MHC CALINESTI RAU SRL	Racordare la RED MHC 1+2 Calinesti, Brezoi, sat Calinesti, jud.Valcea	hidro	Valcea	1.435	20	Statia 110/20 kV Brezoi
15	SC PROELECTRICA SRL Rm. Valcea	Racordare la RED MHC Patesti, comuna Salatrucel, Valcea	hidro	Valcea	0.25	20	Statia 110/20 kV Jiblea
16	SC IMOB EXPERT CONSULTING SRL	Racordarea la RED MHC (1,2,3,4,5) raul Buda si Otic	hidro	Arges	6.9	20	Statia 110/20 kV Arefu
17	SC MOBIL DEN STEEL SRL	MHC Capra 6, com.Arefu	hidro	Arges	0.85	20	Statia 110/20 kV Arefu
18	SC MOBIL DEN STEEL SRL	MHC Capra 7, com.Arefu	hidro	Arges	0.85	20	Statia 110/20 kV Arefu
19	SC A&T TEAM GREEN ENERGY SRL	Racordare la RED a MHC Bratia , Comuna Albesti de Muscel, Judetul Arges	hidro	Arges	1.5	20	Statia 110/20 kV Cimpulung
20	SC ISPH SA Bucuresti	Alimentare cu energie electrica CHEMP 1Bis, oras Novaci, str. Gilortului, nr.246, judetul Gorj	hidro	Gorj	0.84	20	PA 20/0.4 kV Novaci
21	SC AQUA BLUE ENERGY POWER SRL	Racordare la RED MHC Cuca, com.Leresti, Sat Pojorita,jud.Arges	hidro	Arges	1.233	20	Statia 110/20 kV Cimpulung
22	SC IMOB EXPERT CONSULTING SRL	MHC-uri(2,3,4,5) Capra, Arefuu	hidro	Arges	6.522	20	Statia 110/20 kV Arefu
23	SC IMOB EXPERT CONSULTING SRL	MHC 1 Capra, Arefuu	hidro	Arges	0.145	20	Statia 110/20 kV Arefu
24	SC SERG COMPANY SRL	Racordare la SEN a MHC 1, zona Novaci, jud. Gorj	hidro	Gorj	2.950	20	PA 20/0.4 kV Novaci
25	SC ICPE ELECTROCOND TECHNOLOGIES SA	Racordare la RED a CHEMP Susita situata in localitatea Valdeii, jud.Gorj	hidro	Gorj	2.893	20	Statia 110/20/6 KV Barsesti 2

26	SC ISPH SA Bucuresti	Producator cu generator sincron CHEMP 5 Novaci, Pociovaliste, nr.5, judetul Gorj	hidro	Gorj	0.500	20	Statia 110/20 kV Pojaru
27	SC ISPH SA Bucuresti	Producator cu generator asincron CHEMP 5 Novaci, Pociovaliste, nr.5, judetul Gorj	hidro	Gorj	0.640	20	Statia 110/20 kV Tg-Carbunesti
28	SC HIDROELECTRIC A SH	Racordarea la SEN a CHE Bumbesti, localitatea Bumbesti- Jiu, jud.Gorj	hidro	Gorj	40.50 0	110	Statia 110/20 kV Parangu;Statia Targu Jiu Nord
29	SC AMP HIDRO ENERGY SRL	Hidrocentrala in comuna Cetateni,jud.Arges	hidro	Arges	0.413	20	Statia 110/20 kV Schitu Golesti
30	SC ISPH SA Bucuresti	Modernizare CHEMP Tomsani 1	hidro	Valcea	0.500	20	Statia 110/20 kV Horezu
31	SC ISPH SA Bucuresti	Modernizare CHEMP Tomsani 2	hidro	Valcea	0.500	20	Statia 110/20 kV Horezu
32	SC ISPH SA Bucuresti	Modernizare CHEMP Tomsani 3	hidro	Valcea	0.500	20	Statia 110/20 kV Horezu
33	SC ISPH SA Bucuresti	Modernizare CHEMP Tomsani 3	hidro	Valcea	0.750	20	Statia 110/20 kV Horezu
34	SC ISPH SA Bucuresti	Modernizare CHEMP Tomsani 2	hidro	Valcea	0.700	20	Statia 110/20 kV Horezu
35	SC ISPH SA Bucuresti	Modernizare CHEMP Tomsani 1	hidro	Valcea	0.700	20	Statia 110/20 kV Horezu
37	SC ROSKY AIR SERVICE SRL	Retehnologizare MHC Vladesti, jud.Valcea	hidro	Valcea	0.8	20	Statia 110/20 kV Valcea Sud
38	ARHIEPISCOPIA ARGESULUI SI MUSCELULUI	CHE Calugarita	hidro	Arges	0.270	20	stalpul nr. 33 al LEA 20kV Bucia Baraj Vidraru alimentat din LEA 20kV Arefu - CHE Vislan
1	ENERGY COGENERATION GROUP S.A.(SC DONAU CHEM SRL)	Centrala de cogenerare, Turnu Magurele, Teleorman	cogener are	Teleor man	20.25 0	6	Statia 220/110/20 kV Turnu Magurele
2	SC OMV PETROM SA	Racordarea la RED CENTRALA COGENERARE - PARC 18 VATA	cogener are	Olt	2.200	20	Statia 110/20 kV Poiana Lacului
3	ENERGY COGENERATION GROUP SRL	PRODUCATOR DE ENERGIE ELECTRICA,ZIMNIC EA, PORTULUI 38	cogener are	Teleor man	6.400	20	Statia 110/20 kV Zimnicea Port
4	SC OMV PETROM SA	Racordare la RED a Centralei termoelectrice situata in localitatea Bustuchin, jud.Gorj	cogener are	Gorj	3.280	20	Statia 110/20 kV Pojaru
5	SC OMV PETROM SA	Conectarea la retea de distributie de 20 kV a Centralei termoelectrice de 4 MW -Poeni	cogener are	Teleor man	4.5	20	Statia 110/20 kV PREAJBA
1	SC KDF Energy Bucuresti	Centrala electrica pe biomasa, Oras Horezu	biomas a	Valcea	4.02	20	St. 110 / 20 kV Horezu
1	S.C. AGRO TRUST S.R.L.	Centrala bio regenerabile, Segarcea Vale, jud. Teleorman	biogaz	Teleor man	0.450	20	statia110/20 kV Segarcea
2	SC ARMAN CONSTRUCTION SRL	Racordare la RED centrala biogaz Tufeni	biogaz	Olt	0.800	20	Statia 110/20 kV Icoana
3	SC PRODCHIM BALS	Centrala de producere energie electrica si termica din BIOGAZ ,In	biogaz	Olt	0.999	20	Statia 110/20 kV Bals

		BALS, str. N. BALCES CU, nr 192					
4	S.C. SILOGAZ S.R.L. BRAGADIRU	Centrala pentru producerea en. Electrice cu Biogaz, comuna Bragadiru, jud. Teleorman	biogaz	Teleor man	0.999	20	Statia 110/20 KV Pietrisu
5	SC APAVIL SA	Racordare la RED Grupuri cogenerare biogaz APAVIL Raureni, jud. Valcea	biogaz	Valcea	0.24	20	Statia 110/20 kV Valcea Sud
6	AGROLEMN SRL	Racordare la RED Instalatie Biogaz Troianu	biogaz	Teleor man	0.246	20	Statia 110/20kV Traianu
1	SC AMV STYLE SRL	Centrala Fotovoltaica Helios, Sat Stroiesti , Com. Arcani	fotovolt aic	Gorj	3.000	20	Statia 110/20/6 Barsesti 2
2	SC CORABIA SOLAR SRL	Centrala fotovoltaica Corabia	fotovolt aic	Olt	7.000	20	Statia 110/20 kV Corabia
3	SC POTELU SOLAR SRL	Centrala fotovoltaica Dabuleni	fotovolt aic	Dolj	7.500	20	Statia 110/20/6 kV Ocolna
4	SC ICE BLINK CONSULTING SRL	Centrala fotovoltaica Scornicesti	fotovolt aic	Olt	0.960	20	Statia 110/20 kV Scornicesti
5	PRIMARIA GIGHERA JUD DOLJ	PARC ENERGETIC FOTOVOLTAIC, Gighera	fotovolt aic	Dolj	0.201	20	Statia 110/20/6 kV Nedeia
7	SC SOLAR POWER ENERGY RO SRL	Centrala fotovoltaica Mavrodin	fotovolt aic	Teleor man	4.430	20	Statia 110/20 kV Magura
8	SC CUJMIR SOLAR SRL	Centrala fotovoltaica Cujmir 1	fotovolt aic	Mehedi nti	5.999	20	Statia 110/20 kV Cujmir
9	SC CUJMIR SOLAR SRL	Centrala fotovoltaica Cujmir 2	fotovolt aic	Mehedi nti	5.999	20	Statia 110/20 kV Cujmir
10	SC VINJU MARE SOLAR SRL	Centrala fotovoltaica Vanju Mare	fotovolt aic	Mehedi nti	9.340	20	Statia 110/20 kV Vanju Mare
11	SC CURENT ALTERNATIV SRL (SC HUSNICIOARA SOLAR)	Centrala fotovoltaica Scornicesti	fotovolt aic	Olt	0.960	20	Statia 110/20 kV Scornicesti
12	SC ROMANIA HIDRO SERVICE SRL	Alimentare cu energie electrica centrala fotovoltaica, mun. Tg- Jiu, jud. Gorj	fotovolt aic	Gorj	0.100	20	Statia 110/20 kV IUM Targu Jiu
13	SC STUDINA SOLAR SRL BUCURESTI	Ferma panouri fotovoltaice, Grojdibodu	fotovolt aic	Olt	9.900	20	Statia 110/20 kV Potelu
14	CONSILIUL LOCAL SADOVA	Parc energetic fotovoltaic Sadova	fotovolt aic	Olt	0.583	20	Statia 110/20 kV Bechet
15	SC ARINNA DEVELOPMENT SRL BUCURESTI	CENTRALA FOTOVOLTAICA IN COM OSICA DE SUS	fotovolt aic	Olt	7.500	20	Statia 220/110/20 kV Caracal Vest; Statia 110/20 kV Bals
16	SC PHILRO INDUSTRIAL SRL	Centrala fotovoltaica Bumbesti Jiu, judetul Gorj	fotovolt aic	Gorj	0.025	20	
17	SC ROMANIA HIDRO SERVICE SRL	Alimentare cu energie electrica centrala fotovoltaica, mun. Tg- Jiu, jud. Gorj	fotovolt aic	Gorj	0.100	20	Statia 110/20 kV IUM Targu Jiu
18	SC ROBESST COM SRL	Racordare la RED a parcului fotovoltaic, situat in Urdinita, comuna Brabova, jud Dolj	fotovolt aic	Dolj	0.230	20	Statia 110/20 kV Breasta
19	SC RC SOUTH REGION SRL	Centrala fotovoltaica, localitatea Tantareni, jud. Gorj	fotovolt aic	Gorj	0.608	20	Statia 110/20 kV Filiasi
20	SC MW GREEN POWER EXPORT SA	Ferma de panouri fotovoltaice, Videle, jud. Teleorman	fotovolt aic	Teleor man	4.840	20	Statia 110/20 kV Videle

21	SC LOMARUCON SRL	Racordare la RED a centralei fotovoltaice pentru producerea energiei electrice _ SC Lamrucon SRL Bals	fotovoltaic	Olt	0.750	20	Statia 110/20 kV Bals
22	SC Milenium Invest Otopeni	Racordare la RED a centralei fotovoltaice pentru producerea energiei electrice _ SC Milenium Invest Otopeni	fotovoltaic	Olt	0.750	20	Statia 110/20 kV Bals
23	SC Auto Trans Com SRL Jud.Olt	Racordare la RED a centralei fotovoltaice pentru producerea energiei electrice _ SC Auto Trans Com SRL Bals	fotovoltaic	Olt	0.750	20	Statia 110/20 kV Bals
24	WDP DEVELOPMENT RO SRL	Producere energie electrica in OARJA,OARJA TARLA 6	fotovoltaic	Arges	0.627	20	Statia 110/20 kV Pitesti Sud
25	SC EYE MALL SRL	Racordarea la SEN a centralei fotovoltaice - Parc 2, localitatea Carbonești, jud.Gorj	fotovoltaic	Gorj	9.990	20	Statia 110/20 kV Tg-Carbonești
26	SC EYE MALL SRL	Racordarea la SEN a centralei fotovoltaice - Parc 1, localitatea Carbonești, jud.Gorj	fotovoltaic	Gorj	9.990	20	Statia 110/20 kV Tg-Carbonești
27	DELTA FOTOVOLTAIC ENERGY SRL	MICEȘTI -PANOURI FOTOVOLTAICE	fotovoltaic	Arges	3.781	20	Statia 110/20 kV Mioveni
28	SC SOLEK PROJECT ALPHA SRL	Racordare la RED centrala fotovoltaica Comuna GOLEȘTI, FN , judetul Arges	fotovoltaic	ARGES	1.200	20	Statia 110/20 kV FMEP
31	SC SOLEK PROJECT EPSILON SRL	Racordare la RED Parc fotovoltaic, comuna Sirineasa, jud Valcea	fotovoltaic	Valcea	1.500	20	Statia 110/20 kV Marcea
33	SC FOTON EPSILON SRL	Racordare centrala fotovoltaica Burila Mica	fotovoltaic	Mehedinti	7.491	20	Statia 110/20 kV Burila
34	SC BALKAN PHOTO ENERGIA SRL	Racordare centrala electrica fotovoltaica Almaj	fotovoltaic	Dolj	0.960	20	Statia 110/20 kV Almaj
36	ANTONIE IONICA	Racordare la RED Centrala fotovoltaica, comuna Daesti, jud Valcea	fotovoltaic	Valcea	1.980	20	Statia 110/20 kV Jiblea
37	SC SOLARIA GREEN ENERGY SRL	Racordare la SEN a CEF Urzicuta, 7 MW	fotovoltaic	Dolj	7.000	20	Statia 110/20 kV Galicea
38	SC SUN ENERGHES SRL	Racordare la SEN a CEF Urzicuta, 4 MW	fotovoltaic	Dolj	4.000	20	statia 110/20 kV Bailesti
39	SC GEKO FAIRY LAND SRL	Racordare la RED a CEF situata in Bailesti, str.Eroilor, 2.9 MW	fotovoltaic	Dolj	2.605	20	statia 110/20 kV Bailesti
40	SC SOLPRIM SRL	Racordare la RED a CEF situata in com.Simnicu de Sus T85/P1,P2	fotovoltaic	Dolj	7.950	20	Statia 110/20 kV Ghercești
41	SC ECO DINAM GROUP SRL	Racordare la RED Centrala electrica fotovoltaica,Cetate	fotovoltaic	Dolj	1.900	20	Statia 110/20 kV Cetate
42	SC FOTON DELTA SRL	Racordare la RED centrala fotovoltaica ORAS BAILEȘTI, JUD DJ	fotovoltaic	Dolj	4.100	20	Statia 110/20 kV Bailesti

43	SC XALANDINE ENERGY SRL	Racordare la RED centrala electrica fotovoltaica in comuna Leu	fotovolt aic	Dolj	5.440	20	Statia 110/20 kV Leu
44	SC SOLAR RESOURCES SRL	Centrala fotovoltaica, Tr. Magurele, jud. Teleorman	fotovolt aic	Teleor man	1.400	20	Statia 220/110/20 kV Turnu Magurele
45	SC KAUF OF COM SRL	Centrala fotovoltaica situata in satul Valea Perilor, com.Catunele, jud.Gorj	fotovolt aic	Gorj	0.960	20	Statia 110/20 kV Motru
46	S.C. DISPAN S.R.L.	Centrala fotovoltaica, Piatra, jud. Teleorman	fotovolt aic	Teleor man	0.897	20	Statia 110/20 kV Viisoara
47	SC JRD SOLAR SRL	Racordare la RED centrala fotovoltaica in localitatea Mereni	fotovolt aic	Teleor man	9.300	20	statia 110/20 kV Videle
48	SC PAV GREEN ENERGY SRL	Racordarea la RED centrala fotovoltaica Piatra Olt,	fotovolt aic	Olt	0.996	20	Statia 110/20 kV Gradiste
49	SC ASIST PRODUCTION HYGRO SRL-D	Parc fotovoltaic Cateasca,Coseru	fotovolt aic	Arges	3.740	20	Statia 110/20 kV Pitesti Sud
50	SC TFS NEW GREEN ENERGY SRL	Racordare la RED centrala fotovoltaica Comuna MOZACENI, FN , judetul Arges	fotovolt aic	Arges	2.200	20	Statia 110/20 kV Mozaceni
51	S.C. PHOTEIS ENERGIE SOLARA	Centrala fotovoltaica, Zimnicea, jud. Teleorman	fotovolt aic	Teleor man	4.627	20	Statia 110/20 kV Zimnicea
52	SC CONARG REAL ESTATE SRL	Racordare la RED centrala fotovoltaica ,localitatea Bradul,jud.Arges	fotovolt aic	Arges	6.080	20	statia 110/20 kV Pitesti Sud
53	SC BIOENERGY Green Podari SRL	Racordare la RED a CEF situata in Podari T77 /P2	fotovolt aic	Dolj	4.984	20	Statia 110/20 kV Plenita
54	ENEL GREEN POWER (fost SC MANAGEMENT BUILDYNG SRL)	Racordare la RED a CEF situata in Podari T77/P3,P4	fotovolt aic	Dolj	9.969	20	Statia 110/20 kV Curtisoara
55	SC WALDFRUCT SRL	Parc fotovoltaic - Robanesti (Lacrita Mare)	fotovolt aic	Dolj	0.890	20	Statia 110/20 kV Leu
56	SC PROFIELDS SRL	Parc fotovoltaic - Robanesti (Lacrita Mare)	fotovolt aic	Dolj	1.780	20	Statia 110/20 kV Leu
57	SC NEW CONCEPT SRL	Racordarea la RED Centrala fotovoltaica IANCA TARLAUA 19 i	fotovolt aic	Olt	7.490	20	Statia 110/20 kV Potelu
58	SC SMILY TOURS SRL	Racordarea la RED a centralei fotovoltaice IANCA TARLAUA 20	fotovolt aic	Olt	6.469	20	Statia 110/20 kV Potelu
59	PRIMARIA MUNICIPIULUI SLATINA	SLATINA (OT), VLADIMIRESCU TUDOR 169 CENTRALA FO	fotovolt aic	Olt	1.530	20	Statia 110/20 kV Curtisoara
60	S.C. EUROSILOZ S.A.	Centrala fotovoltaica, Draganesti Vlasca, jud. Teleorman	fotovolt aic	Teleor man	0.980	20	Statia 110/20 kV Draganesti Vlasca
61	SC VERTICAL ENERGY VOLT SRL , PITEST	Racordare la RED centrala fotovoltaica Comuna DOMNESTI, str. DOMNESTI, FN , judetul Arges	fotovolt aic	Arges	5.850	20	Statia 110/20 kV Electroarges
62	SC SOLEK PROJECT KAPPA SRL	Racordare la RED centrala fotovoltaica ,localitatea Costesti,jud.Arges(CE NTRALA FOTOVOLTAICA COSTESTI 2)	fotovolt aic	Arges	2.400	20	Statia 110/20 kV Costesti

63	SC SOLEK PROJECT KHI SRL	Racordare la RED centrala fotovoltaica ,localitatea Costesti,jud.Arges(CE NTRALA FOTOVOLTAICA COSTESTI 1	fotovolt aic	Arges	1.600	20	Statia 110/20 kV Costesti
64	SC PARC SOLAR MOLDOVENI	Racordarea la RED CENTRALA TOTOVOLTAICA SCORNICESTI- PISCANI	fotovolt aic	Olt	2.000	20	statia 110/20 kV Scornicesti
65	SC SOLAR ELECTRIC COTEANA SRL URZICENI	Racordare la RED centrala fotovoltaica MARUNTEI , judetul Olt	fotovolt aic	Olt	7.494	20	Statia 110/20 kV Coteana
66	SC LUMINA SOLAR SRL	Racordare la RED Centrala electrica fotovoltaica,Bailesti	fotovolt aic	Dolj	3.300	20	statia 110/20 kV Bailesti
67	Asociatia de Dezvoltare Intercomunitara, Mischii_Vulpeni	Parc fotovoltaic Mischii_Vulpeni	fotovolt aic	Dolj	0.680	20	Statia 110/20 kV Ghercesti
68	Asociatia de Dezvoltare Intercomunitara, Ciupercenii Noi_Desa_Poiana Mare	Parc energetic fotovoltaic ADI Ciupercenii Noi- Desa -Poiana Mare , loc. Ciupercenii Noi	fotovolt aic	Dolj	1.083	20	Statia 110/20 kV Calafat Sud
69	SC SOLAR ELECTRIC MARUNTEI SRL URZICENI	Racordare la RED centrala fotovoltaica MARUNTEI , judetul Olt	fotovolt aic	Olt	7.494	20	Statia 110/20 kV Coteana
70	SC CARACAL SOLAR ALPHA SRL	Racordare la RED centrala fotovoltaica Caracal T122	fotovolt aic	Olt	6.500	20	Statia 110/20 kV Caracal Sud
71	SC ROLMAR FOTOVOLTAIC SRL	Racordare la RED Centrala fotovoltaica, Dragasani, str.T.Vladimirescu, nr.705, jud Valcea	fotovolt aic	Valcea	0.428	20	Statia 110/20 kV Dragasani
72	SC CIPEV PFG SRL	Racordare la RED Centrala fotovoltaica,com.Ghidi ci	fotovolt aic	Dolj	0.990	20	Statia 110/20 kV Basarabi
73	SC SUNTECH POWER SRL	Racordare la RED Centrala fotovoltaica, comuna Malaia, jud Valcea	fotovolt aic	Valcea	0.090	20	Statia 110/20 kV Ciunget
74	SC RC DEVELOPMENT STYRI RO SRL	Racordare la RED centrala fotovoltaica Redea 1	fotovolt aic	Olt	0.996	20	Statia 110/20 kV Caracal Vest
75	SC RC DEVELOPMENT TRI RO SRL	Racordare la RED centrala fotovoltaica Redea 2	fotovolt aic	Olt	9.200	20	Statia 110/20 kV Caracal Vest
76	SC RC DEVELOPMENT OSUM RO SRL	Racordare la RED centrala fotovoltaica Redea 3	fotovolt aic	Olt	0.990	20	Statia 110/20 kV Caracal Vest
77	SC RC DEVELOPMENT DESET RO SRL	Racordare la RED centrala fotovoltaica Redea 4	fotovolt aic	Olt	0.990	20	Statia 110/20 kV Caracal Vest
78	SC RC DEVELOPMENT SEST RO SRL	Racordare la RED centrala fotovoltaica Redea 5	fotovolt aic	Olt	0.990	20	Statia 110/20 kV Caracal Vest
79	SC RC DEVELOPMENT PET RO SRL	Racordare la RED centrala fotovoltaica Redea 6	fotovolt aic	Olt	0.990	20	Statia 110/20 kV Caracal Vest
80	SC RC NORTH REGION SRL	Racordare la RED centrala fotovoltaica Redea 7	fotovolt aic	Olt	1.520	20	Statia 110/20 kV Caracal Vest

81	SC RC DEVELOPMENT SEDUM RO SRL	Racordare la RED centrala fotovoltaica Redea 8	fotovoltaic	Olt	0.990	20	Statia 110/20 kV Caracal Vest
82	SC RC DEVELOPMENT DEVAT RO SRL	Racordare la RED centrala fotovoltaica Redea 9	fotovoltaic	Olt	0.990	20	Statia 110/20 kV Caracal Vest
83	SC SUENO SOLAR SRL	Racordare la RED a centralei fotovoltaice din localitatea Telesti, jud. Gorj	fotovoltaic	Gorj	0.268	20	Statia 110/20/6 kV Barsesti 2
84	SC REINVEST INDUSTRIAL DEVELOPMENT SRL	Parc panouri fotovoltaice, Cosmesti, jud. Teleorman	fotovoltaic	Teleorman	9.752	20	Statia 110/20 kV Blejesti
85	SC REINVEST EAST REGION SRL	Parc panouri fotovoltaice, Cosmesti, jud. Teleorman	fotovoltaic	Teleorman	9.982	20	Statia 110/20 kV Blejesti
86	SC SOLEK PROJECT IOTA SRL	Centrala fotovoltaica, comuna Contesti, com. Leu	fotovoltaic	Dolj	2.400	20	Statia 110/20 kV Leu
87	SC WALDFRUCT SRL	Parc fotovoltaic - Robanesti (Lacrita Mare)	fotovoltaic	Dolj	2.720	20	Statia 110/20 kV Ghercesti
88	SC SOLAIRE D'OSTROVENI	Racordare la RED Centrala fotovoltaica, com. Ostroveni	fotovoltaic	Dolj	9.800	20	Statia 110/20 kV Bechet
89	SC SIGTEX SRL	Parc fotovoltaic Poiana 2, sat Poiana, com. Turburea, jud. Gorj	fotovoltaic	Gorj	4.350	20	Statia 110/20 kV Filiasi
91	SC PROENERGETIC SERBAN SRL	Racordare la RED centrala fotovoltaica Sirbii Magura 1	fotovoltaic	Olt	1.000	20	Statia 110/20 kV Icoana
92	SC SOLEK PROJECT GAMMA SRL-REDEA CF1	Racordare la RED centrala fotovoltaica SC SOLEK PROJECT GAMMA SRL	fotovoltaic	Olt	2.497	20	Statia 110/20 kV Caracal Vest
93	S.C. SOLEK PROJECT DELTA S.R.L.	TROIANUL, TROIANUL CENTRALA FOTOVOLTAICA 1	fotovoltaic	Teleorman	1.200	20	Statia 110/20 kV Traianu
94	SOLAR ENERGY OPAL SRL	ROSIORI DE VEDE, DN 65A 1 CENTRALA SOLARA	fotovoltaic	Teleorman	4.845	20	Statia 110/20 kV Traianu
95	RC DEVELOPMENT JEDENACT RO SRL	DRAGANESTI-VLASCA, DRAGANESTI VLASCA PARC PANOURI	fotovoltaic	Teleorman	0.706	20	Statia 110/20 kV Draganesti
96	SC REINVEST SOUTH REGION SRL	DRAGANESTI-VLASCA, DRAGANESTI VLASCA FN CENTRALA	fotovoltaic	Teleorman	1.176	20	Statia 110/20 kV Draganesti Vlasca
97	SOLEK PROJECT OMEGA SRL	TROIANUL CENTRALA FOTOVOLTAICA 3	fotovoltaic	Teleorman	2.442	20	Statia 110/20 kV Traianu
98	SC SOLEK PROJECT TXI SRL	TROIANUL, TROIANUL CENTRALA FOTOVOLTAICA 4	fotovoltaic	Teleorman	2.350	20	Statia 110/20 kV Traianu
99	SC REINVEST URZICENI SRL	Racordare la RED centrala fotovoltaica Bobicesti	fotovoltaic	Olt	3.350	20	Statia 110/20 kV Bals
100	SC ROMKUMULO SRL	Racordare la RED centrala fotovoltaica Bobicesti	fotovoltaic	Olt	9.980	20	Statia 110/20 kV Bals

10 1	RC DEVELOPMENT DVA RO SRL	Parc fotovoltaic in com. Bobicesti	fotovoltaic	Olt	1.660	20	Statia 110/20 kV Bals
10 2	ASTROENERGY GREEN PRODUCTION SRL	Racordare la RED centrala fotovoltaica	fotovoltaic	Olt	2.751	20	Statia 400/110/20 kV Draganesti Olt
10 3	SOLAR ENERGY VENUS SRL	Racordare la RED centrala fotovoltaica SOLAR ENERGY VENUS SRL	fotovoltaic	Olt	5.653	20	Statia 110/20 kV Slatina Nord
10 5	SC ASTEH WESTERN SRL	Racordare la RED Centrala fotovoltaica , Cateasca, sat Coseri, Jud. Arges	fotovoltaic	Arges	0.967	20	Statia 110/20 kV Topoloveni
10 6	SC SOLAR CELL ENERGY SRL	NEGRASI, NEGRASI PRODUCERE ENERGIE ELECTRICA	fotovoltaic	Arges	0.992	20	Statia 110/20 kV Mozaceni
10 7	SC SOLAR ENERGY FOTOVOLTAIC SRL	Racordare la RED centrala fotovoltaica Comuna ROCIU, SAT SERBANESTI FN , judetul Arges	fotovoltaic	Arges	0.999	20	Statia 110/20 kV Pitesti Sud
10 8	SC SOLEK PROJECT DZETA SRL	Racordare la RED Centrala fotovoltaica , com. STEFANESTI , Sat GOLESTI, Jud. Arges	fotovoltaic	Arges	1.533	20	Statia 110/20 kV FMEP
10 9	SC SOLAR KING SRL	Parc fotovoltaic Poiana 1, sat Poiana, com. Turburea, jud. Gorj	fotovoltaic	Gorj	3.000	20	Statia 110/20 kV Filiasi
11 0	SC ECO VOLTAIC SRL	Racordare la RED Centrala fotovoltaica, comuna Maciua, jud Valcea	fotovoltaic	Valcea	4.118	20	Statia 110/20 kV Ladesti
11 1	S.C. SOLEK PROJECT DELTA S.R.L.	TROIANUL, TROIANUL CENTRALA FOTOVOLTAICA 2	fotovoltaic	Teleor man	1.198	20	Statia 110/20 kV Traianu
11 2	HELIOS POWER DELTA SRL	Parc fotovoltaic RADOMIRESTI T188/P1/2	fotovoltaic	Olt	2.496	20	Statia 400/110/20 kV Daganesti Olt
11 3	HELIOS POWER- EPSILON SRL	STOICANESTI (STOICANESTI OT), STOICANESTI T42 1	fotovoltaic	Olt	2.341	20	Statia 400/110/20 kV Daganesti Olt
11 4	SC LUGASOL SRL	Racordare la RED Parc fotovoltaic, comuna Prundeni Zavideni, jud Valcea	fotovoltaic	Valcea	0.857	20	Statia 110/20 kV Marcea
11 6	PLESOIU SOLAR SRL	PLESOIU, PLESOIU 1 AEE CENTRALA FOTOVOLTAICA	fotovoltaic	Olt	0.998	20	Statia 110/20 kV Mamura
11 7	SC OLT PIESSE SRL	Racordare la RED centrala fotovoltaica in Slatina	fotovoltaic	Olt	1.598	20	Statia 110/20 kV Slatina Nord
11 8	ROLMIS SRL SLATINA	Racordarea la RED CENTRALA FOTOVOLTAICA - SLATINA	fotovoltaic	Olt	0.501	20	Statia 110/20 kV Slatina Nord
11 9	SC RODALI CARGO SRL	Centrala Fotovoltaica Secui	fotovoltaic	Dolj	0.960	20	Statia 110/20 kV Podari
12 3	SC GALUSOL SRL	Racordare la RED Parc fotovoltaic, comuna Prundeni Zavideni, jud Valcea	fotovoltaic	Valcea	0.800	20	Statia 110/20 kV Marcea
12 4	SC EREVGREEN SRL	Racordare la RED Parc fotovoltaic, comuna Prundeni Zavideni, jud Valcea	fotovoltaic	Valcea	0.800	20	Statia 110/20 kV Marcea

12 5	SC ENG ELECTRIC SRL	Centrala fotovoltaica Maldaeni, jud. Teleorman	fotovolt aic	Teleor man	1.120	20	Statia 110/20 kV Rosiori
12 6	S.C. EIG SOLAR SOLUTIONS S.R.L.	Centrala fotovoltaica, Draganesti Vlasca, extravilan, jud. Teleorman	fotovolt aic	Teleor man	3.342	20	Statia 110/20 kV Draganesti Vlasca
12 7	S.C. SOLANNA INVESTMENT S.R.L.	Centrala fotovoltaica, Mosteni, extravilan, jud. Teleorman	fotovolt aic	Teleor man	3.000	20	Statia 110/20 kV Videle
12 8	COMUNA MERISANI	Centrala fotovoltaica in localitatea Merisanu, jud. Arges	fotovolt aic	Arges	0.250	20	Statia 110/20 kV Valcele
12 9	SC ENERGY LUXTEN GREEN SRL	Racordare la RED centrala fotovoltaica Oras Stefanesti , judetul Arges	fotovolt aic	Arges	0.979	20	Statia 110/20 kV FMEP
13 0	SC MAKOMTEY ENERGY SRL	Racordare la SEN a Parc Fotovoltaic, mun. Tg-Jiu, str. Narciselor, jud. Gorj	fotovolt aic	Gorj	0.990	20	Statia 110/20 kV IUM Targu Jiu
13 1	SC DARCOM GROUP SRL	Racordare la RED a Parcului fotovoltaic situat in satul Insuratei, oras Motru, jud. Gorj	fotovolt aic	Gorj	0.480	20	Statia 110/20 kV Motru
13 2	S.C. WATTELSE S.R.L.	Centrala fotovoltaica, Nanov, extravilan, jud. Teleorman	fotovolt aic	Teleor man	9.940	20	Statia 110/20 kV Alexandria
13 3	S.C. R&T GREEN ENERGY 2000 S.R.L.	Centrala fotovoltaica, Smardioasa, jud. Teleorman	fotovolt aic	Teleor man	2.200	20	Statia 110/20 kV Zimnicea
13 4	S.C. G&T GRUNE ENERGIE S.R.L.	Centrala fotovoltaica, Smardioasa, jud. Teleorman	fotovolt aic	Teleor man	0.997	20	Statia 110/20 kV Zimnicea
13 6	SC SUN EVOLUTION SRL	Racordare la RED Centrala fotovoltaica , Mozaceni, jud. Arges	fotovolt aic	Arges	4.000	20	Statia 110/20 kV Mozaceni
13 7	SUN ENERGY COMPLET SRL	Racordare la RED Centrala fotovoltaica , Mozaceni, jud. Arges	fotovolt aic	Arges	9.000	20	Statia 110/20 kV Mozaceni
13 8	SC SOLAR POWER ALPHA SRL	CENTRALA FOTOVOLTAICA DARMANESTI (AG) 1	fotovolt aic	Arges	2.500	20	Statia 110/20 kV Mioveni
13 9	FOTON PLUS SRL	Racordare la RED centrala fotovoltaica SC FOTON PLUS SRL-URZICA T15/P2	fotovolt aic	Olt	1.000	20	Statia 110/20 kV Corabia
14 0	SC SOLEK PROJECT TAU SRL	Racordare la RED PARC FOTOVOLTAIC REDEA 2	fotovolt aic	Olt	2.500	20	Statia 110/20 kV Caracal Vest
14 1	SC VOLTACOM DOL SRL	Racordare la RED centrala fotovoltaica in ICOANA	fotovolt aic	Olt	2.000	20	Statia 110/20 kV Icoana
14 2	SC Prodchim SRL	Racordare la RED CEF Horezu, jud. Valcea	fotovolt aic	Valcea	0.855	20	Statia 110/20 kV Horezu
14 4	SC IZVOR DE LUMINA SRL	Centrala Fotovoltaica Goiesti	fotovolt aic	Dolj	4.980	20	Statia 110/20 kV Moflești
14 5	S.C. IVAGRI S.R.L.	Centrala fotovoltaica, Traian, intravilan, jud. Teleorman	fotovolt aic	Teleor man	0.896	20	Statia 220/110/20 kV Turnu Magurele
14 6	SC STAGESAN GROUP SRL	Centrala fotovoltaica, situata in satul Telesti, com. Telesti, jud. Gorj	fotovolt aic	Gorj	4.540	20	Statia 110/20/6 kV Barsesti 2
14 7	SC ALEX T ENERGY SRL	Parc fotovoltaic Bistret	fotovolt aic	Dolj	0.540	20	Statia 110/20 kV Bailesti

14 9	HELIOS POWER BETA SRL- STOICANESTI CF2	STOICANESTI (STOICANESTI OT), STOICANESTI T42 2	fotovoltaic	Olt	2.35	20	Statia 400/110/20 kV Daganesti Olt
15 1	SOLAR NEWPARKS TEIUS SRL	Racordare la RED centrala fotovoltaica in Scornicesti2	fotovoltaic	Olt	4.500	20	Statia 110/20 kV Scornicesti
15 2	SC GREEN ENDEAVOUR SRL	Racordare la RED Parc fotovoltaic, comuna Voicesti, jud Valcea	fotovoltaic	Valcea	0.796	20	Statia 110/20 kV Dragasani
15 3	SC SOLAR POWER BETA SRL	CENTRALA FOTOVOLTAICA DARMANESTI (AG) 2	fotovoltaic	Arges	0.890	20	Statia 110/20 kV Mioveni
15 6	Primaria Oras Horezu	Racordare la RED Parc fotovoltaic, Oras Horezu, jud. Valcea	fotovoltaic	Valcea	0.869	20	Statia 110/20 kV Horezu
15 7	SC XALANDINE ENERGY SRL II	LEU, LEU D.N.6 T56 PARC FOTOVOLTAIC	fotovoltaic	Dolj	5.000	20	Statia 110/20 kV Leu
15 8	SC SOLAR ELECTRIC CURTISOARA SRL	Racordarea la RED CENTRALA FOTOVOLTAICA- CURTISOARA	fotovoltaic	Olt	2.490	20	Statia 110/20 kV Curtisoara
16 1	PRIMARIA MUN. CURTEA DE ARGES	Parc fotovoltaic CURTEA DE ARGES	fotovoltaic	Arges	0.532	20	Statia 110/20 kV Arges Sud
16 2	SC CRASNAHYDRO SRL	Racordare la RED a Centralei fotoelectrice situata in localitatea Cojani, oras Tg- Carbunesti, jud.Gorj	fotovoltaic	Gorj	0.945	20	Statia 110/20 kV Tg-Carbunesti
16 3	SC PVTURRIS Segarcea vale	Centrala fotovoltaica Segarcea Vale	fotovoltaic	Teleor man	3.992	20	Statia 220/110/20 kV Turnu Magurele
16 4	PHOTOVOLTAIC PROJECT PARK SRL	BIRCA, MIHAI VITEAZUL 268 PARC FOTOVOLTAIC	fotovoltaic	Dolj	2.900	20	Statia 110/20/6 kV Nedeia
16 5	ART SEEMA SRL	Racordarea la RED CENTRALA FOTOVOLTAICA - STREJESTII DE SUS	fotovoltaic	Olt	1.900	20	Statia 110/20 kV MAMURA
16 6	SC MAXCONF SRL	Racordare la RED Panouri solare fotovoltaice, Rm.Valcea, str.Copacelu, nr.19, jud Valcea	fotovoltaic	Valcea	0.209	20	Statia 110/20 kV Cazanesti
16 7	S.C. NIROMI VOLT 2 S.R.L.	Centrala energetica fotovoltaica, Zimnicea, jud. Teleorman	fotovoltaic	Teleor man	0.998	20	Statia 110/20 kV Zimnicea
16 8	SC MCD Ecologica Sud	Centrala fotovoltaica Dobresti	fotovoltaic	Dolj	3.000	20	Statia 110/20 kV Amarasti
16 9	SC SMART ENERGY POWER SRL, BUCURESTI	Racordare la RED Centrala fotovoltaica com. Leordeni, GLIMBOCATA, FN , jud. Arges	fotovoltaic	Arges	1.100	20	Statia 110/20 kV Patroaia
17 0	RC DEVELOPMENT JEDNA RO SRL	DRAGANESTI- VLASCA, DRAGANESTI VLASCA PARC FOTOVO	fotovoltaic	Teleor man	2.811	20	Statia 110/20 kV Draganesti Vlasca
17 1	PRIMARIA ROSIIORII DE VEDE	Racordare la RED a centralei fotovoltaice pentru producerea energiei electrice- Primaria Rosiori de Vede	fotovoltaic	Teleor man	2.840	20	Statia 110/20 kV Traianu

17 2	SC AGROENERGETI CA SERBAN SRL	Racordare la RED centrala fotovoltaica Sirbii Magura 2	fotovoltaic	Olt	0.450	20	Statia 110/20 kV Icoana
17 3	SC VOLCINET PARC SRL	Centrala fotovoltaica Sadova	fotovoltaic	Dolj	3.200	20	Statia 110/20 kV Bechet
17 4	SC PARC SOLAIRE D'OSTROVENI II	Racordare la RED Centrala fotovoltaica, com. Ostr oveni	fotovoltaic	Dolj	4.500	20	Statia 110/20 kV Bechet
17 5	SC CORBUX COM SRL	Parc fotovoltaic Bistret	fotovoltaic	Dolj	0.500	20	Statia 110/20 kV Bailesti
17 7	SC WATHER SITE RETREAT SRL	PANOURI FOTOVOLTAICE PE CLADIRE, LOC LINTRESTI, COMUNA COTMEANA	fotovoltaic	Arges	0.290	20	
17 8	FUTURE GREEN POWER SRL	Construire parc fotovoltaic Melinesti P4 Lot 3	fotovoltaic	Dolj	0.987	20	Statia 110/20 kV Moflesti
17 9	AOG FOTOVOLTAIC	Construire parc fotovoltaic Melinesti P4 Lot 2	fotovoltaic	Dolj	0.987	20	Statia 110/20 kV Moflesti
18 0	PARC FOTOVOLTAIC MELINESTI 1 SRL	Construire parc fotovoltaic Melinesti P4 Lot 1	fotovoltaic	Dolj	0.987	20	Statia 110/20 kV Moflesti
18 1	Consiliul Local Pielesti	Parc FOTOVOLTAIC PIELESTI	fotovoltaic	Dolj	0.320	20	Statia 110/20 kV Ghercesti
18 2	PRIMARIA VALEA IASULUI	Centrala Electrica Fotovoltaica-VALEA IASULUI 126	fotovoltaic	Arges	0.200	20	Statia 110/20 kV Electroarges
18 3	SC DIAPLAST PRODUCTION SRL	Racordare la RED Centrala fotovoltaica , com.MARACINENI, Sat ARGESEULUI, Jud.Arges	fotovoltaic	Arges	0.100	20	Statia 110/20 kV Mioveni
18 4	SC OMNIELECTRONI CA SERBAN SRL	Racordare la RED a CEF, Com. Farcas, sat. Farcas	fotovoltaic	Gorj	0.231	20	
18 5	SC GAUS & TILLER ENERGIE SRL	Centrala fotovoltaica Smirdioasa	fotovoltaic	Teleor man	0.990	20	Statia 110/20 kV Zimnicea
18 8	SC SIMPAROM SRL	Racordare la RED CEF SIMPAROM com.Maciuca, jud.Valcea	fotovoltaic	Valcea	0.100	20	Statia 110/20 kV Ladesti
18 9	SC AGROLEMN SRL	CENTRALA FOTOVOLTAICA- ROSIORI DE VEDE, DN 65A	fotovoltaic	Teleor man	0.119	20	Statia 110/20 kV Traianu
19 0	Comuna.Calmatui	Racordarea la RED a centralei fotovoltaice pentru producerea energiei electrice localitatea Nicolae Balcescu, Com Calmatui, Jud. Teleorman	fotovoltaic	Teleor man	0.5	20	Statia 110/20 kV Traianu
19 1	TREI-ESSE SRL	Centrala fotovoltaica in localitatea Balta Verde,jud.Dolj	fotovoltaic	Dolj	0.489	20	Statia 110/20 kV Podari
19 2	PIETROSANI SOL SRL	Racordare la RED a CEF PIETROSANI SOL SRL	fotovoltaic	Teleor man	19.99 2	20	LES 20 kV proiectat in Statia 110/20 kV Bujoru
19 7	SC SEGARCEA ALPHA SRL	Racordare la RED a CEF SEGARCEA ALPHA SRL	fotovoltaic	Teleor man	0.438	20	Statia 220/110/20 kV Turnu Magurele
20 0	PRIMARIA MIOVENI	Racordare la RED Centrala fotovoltaica ,ORAS MIOVENI, Jud.Arges	fotovoltaic	Arges	0.949	20	Statia 110/20kV Mioveni

20 2	Comuna Cocu	Centrala fotovoltaica - Comuna Cocu, Sat Barbatesti	fotovolt aic	Arges	0.24	20	Statia 110/20kV Poiana Lacului
20 7	S.C.RUSOIL SRL SLATINA	CENTRALA FOTOVOLTAICA+ST ATIE CARBURANT	fotovolt aic	Olt	0.025	20	Statia SLATINA-NORD
20 8	SC ISOLDE FARMS SRL	Racordare la RED a CEF Isolde Farms SRL	fotovolt aic	Dolj	0.226	20	Statia 110/20kV Nedeia
21 1	Comuna Gusoeni	Racordare la RED CEF Gusoeni, jud. Valcea	fotovolt aic	Valcea	0.080	20	Statia 110/20 kV Dragasani
21 9	Primaria Cicanesti	Racordare la RED CEF Cicanesti, sat Cicanesti, jud. Arges	fotovolt aic	Arges	0.085	20	Statia 110/20 kV Arefu
22 5	REWE PROJEKTENTWIC KLUNG ROMANIA SRL	CEF - Penny Market	fotovolt aic	Teleor man	0.048	20	LEA 20kV Oras 1
24 1	SC AUTORO SRL	CEF+POMPE RECIRCULARE APA	fotovolt aic	Valcea	0.145	20	LEA 20kV MARCEA-GALICEA
24 2	SC AUTORO SRL	CEF +IAZ PISCICOL Mihaesti	fotovolt aic	Valcea	0.108	20	LEA 20kV MARCEA-UHE GOVORA
25 5	SC AMBIENT & AGRO IMPEX SRL	COMPLEX RECREATIV CU PISCINA + CEF	fotovolt aic	Dolj	0.026	6	IN QUISEK (10-009) ALIMENTAT DIN LES 6 KV AFERENTA CET 1-STATIA 6 kV.
27 0	SC ARTICUS SRL	FABRICA DE MOBILA	fotovolt aic	OLT	0.026	20	PTA 20 KV ARTICUS
27 2	ALEXANDRU A. SUCIU	CASUTA de VACANTA D+P + CEF 5.4kW	fotovolt aic	Valcea	0.005	20	
27 5	SC EUROPA SUPER MARKET SRL	RESTAURANT	fotovolt aic	Arges	0.027	20	In celula MT 20KV Europa Supermarket din PC Albota 3
31 1	Comuna Fartatesti	FARTATESTI,	fotovolt aic	Valcea	0.193	20	Stalpul existent nr.3 din Racord 20kV PTA Catetu
50 3	SC AGROMIXT SERBAN SRL	SARBII - MAGURA	fotovolt aic	Olt	0.023 92	20	Stilpul nr.35 tip SE1 al Deriv.20kv Ferma pomi Sarbii Magura din LEA 20KV ICOANA -CORBU
69 8	REWE PROJEKTENTWIC KLUNG ROMANIA SRL	SCORNICESTI (OT)	fotovolt aic	OLT	0.095	20	PTAB 20 KV PENNY SCORNICESTI
70 5	AGRICONS URIA SRL	ALEXANDRIA	fotovolt aic	Teleor man	0.027	20	Stalpul nr. 5 derivatiei SD PCZ 3004 al LEA 20kV Avicola Vitanesti, statia 110/20kV Magura;
70 6	ROMSTAL IMEX S.R.L.	PIELESTI	fotovolt aic	Dolj	0.075	20	In TDJT al PTAB 20kV 673 ROMSTAL
93 1	SC DON PEDRO SRL BUDESTI	BUDESTI (VL)	fotovolt aic	Valcea	0.594	20	stilpul nr.153 tip SC15014 al LEA 20kV MARCEA - GALICEA.
16 83	SC DEDEMAN SRL	#N/A	fotovolt aic	Gorj	0	20	in celula de masura aferenta PC 20 KV NR 273 TG JIU DEDEMAN.
19 53	AGRICONS URIA SRL	ALEXANDRIA,	fotovolt aic	Teleor man	0.099	20	Stalpul nr. 5 derivatiei SD PCZ 3004 al LEA 20kV Avicola Vitanesti, statia 110/20kV Magura;

3.1.3 Consumuri de putere

Consumurile de putere în zona analizată sunt cele specificate în bazele de date ale Transelectrica pentru VDV 2024 - 883,23 MW și VDI 2029 - 905,92 MW

3.2 Etapa 2029

3.2.1 Rețele electrice

- LEA 400 kV d.c. (1c.e) Constanta Nord - Medgidia Sud

- Trecerea LEA 400 kV Isaccea - Tulcea Vest de la simplu circuit la dublu circuit
- Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Portile de Fier - Resita - Timisoara - Sacalaz - Arad. Etapa II : LEA 400 kV d.c. Resita - Timisoara - Sacalaz + statia 400 kV Timisoara + statia 110 kV Timisoara
- Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Portile de Fier - Resita - Timisoara - Sacalaz - Arad. Etapa III: LEA 400 kV d.c. Timisoara - Sacalaz - Arad + statia 400/110 kV Sacalaz + extindere stația 400 Arad
- LEA 400 kV s.c. Gădălin - Suceava (LEA nouă)
- Creșterea siguranței în funcționare a zonei de rețea Argeș-Vâlcea, realizarea statiei 400 kV Arefu si montarea unui AT 400 MVA, 400/220 kV.

3.2.2 Surse de putere

Situația producătorilor în zona analizată este așa cum rezultă din bazele de date Transelectrica pentru VDV și VDI 2029, specificate la punctul 3.1.2

3.2.3 Consumuri de putere

Consumurile de putere în zona analizată sunt cele specificate în bazele de date ale Transelectrica pentru VDV 2029 - 901,27 MW și VDI 2029 - 957,55 MW

4. Calculul regimurilor staționare pentru etapele 2024 și 2029 (Anexa B)

4.1 Consideranții generale privind analiza condițiilor de evacuare a CEF Cojani

Calcululele de regimuri staționare s-au efectuat în scopul verificării condițiilor de evacuare a 15,006 MW pentru producatorul CEF Cojani, considerând variantele de racordare la rețelele de 110kV prezentate în studiul de soluție.

Analiza regimurilor staționare de funcționare s-a făcut luând ca bază datele de intrare, respectiv configurația de rețea și sursele transmise de C.N. Transelectrica S.A. pentru palierele caracteristice de VDV corespunzătoare etapelor 2024 și 2029. În calculele efectuate s-a modelat integral rețeaua de 400, 220 și 110kV a SEN, considerând debucările rețelei de 110kV prevăzute în schema normală de funcționare.

În Anexa A sunt prezentate regulile de calcul se Transelectrica sa pentru efectuarea acestui studiu.

În vederea analizei regimurilor de funcționare ale rețelei electrice în condițiile evacuării puterii produse de producatorul CEF Cojani, datele de intrare primite de la beneficiar și CNTEE Transelectrica, cuprinzând și puteri injectate de centralele din zona analizată. Conform principiilor CNTEE TRANSELECTRICA S.A de dimensionare în cazul racordării la RED/RET a unor noi producători, au fost considerate următoarele:

- ✓ Producatorul CEF Cojani a fost considerat (inclus în model) cu 100% din puterea instalată în regimurile cu "N" și „N-1” elemente în funcțiune, adică 15,006 MW
- ✓ Producția centralelor din surse hidro din zona analizată a fost considerată conform cerințelor Transelectrica din Anexa A.
- ✓ Producția CEF din zona analizată a fost crescută de la nivelul din RMB la 80% Pinstalat pentru CEF cu ATR și CR, în regimurile cu "N" elemente în funcțiune pentru regimurile VDV. Centralele fotovoltaice din celelalte zone geografice au rămas neschimbate față de RMB;
- ✓ Producția CEE din zona analizată a fost crescută de la 30 % (nivelul standard în RMB) la 85% Pinstalat pentru CEE cu ATR și CR, în regimurile cu "N" elemente în funcțiune. Centralele eoliene din celelalte zone geografice au rămas neschimbate față de RMB;

În conformitate cu “Codul Tehnic al Rețelei Electrice de Distribuție” elaborat de ANRE și cu PE – 026/92, la analiza condițiilor de alimentare a puterii cerute de CEF Cojani s-a urmărit încadrarea nivelurilor de tensiune și a fluxurilor de putere pe elementele de racord ale acestei stații și pe celelalte elemente ale rețelei din zonă în limitele admisibile pentru funcționarea de durată, în condițiile criteriilor deterministe de dimensionare a SEN.

4.2 Situația actuală

Analiza regimurilor staționare de funcționare s-a făcut luând ca bază datele de intrare, respectiv configurația de rețea și sursele transmise de C.N. Transelectrica S.A. pentru palierele caracteristice VDV corespunzătoare etapelor 2024 și 2029.

În calculele efectuate s-a modelat integral rețeaua de 400, 220 și 110kV a SEN, considerând debucările rețelei de 110kV prevăzute în schema normală de funcționare.

4.2.1 Etapa VDV 2024

Din analiza regimurilor staționare cu N și N-1 elemente în funcțiune în zona Distribuție Oltenia a rezultat că sunt satisfăcute condițiile de încărcare a elementelor de rețea (Anexa B) și sunt satisfăcute condițiile de încadrare în limitele admisibile de tensiune (Anexa B).

În urma analizei regimurilor cu N elemente în funcțiune se observă că nu există supraîncărcări sau supratensiuni în RED sau RET pentru zona de rețea analizată.

Nr. Crt.	Element incarcant	Lim.Term. [MVA]	Incarcarea [%]
1	LEA 400kV XKO_TI11 - TANTARENI	1188.5	12.9
2	LEA 400kV TANTARENI - URECHESTI	1036.7	23.3
3	LEA 400kV TANTARENI - SLATINA	1036.7	23.5
4	LEA 400kV TANTARENI - RBRADU1	1036.7	25.1
5	LEA 400kV TANTARENI - SIBIU	1036.7	27.6
6	LEA 400kV TANTARENI - CET TURCENI	1036.7	24
7	LEA 400kV TANTARENI - CET TURCENI circ2	1036.7	24
8	LEA 400kV URECHESTI - P.D.F	1036.7	27.3
9	LEA 400kV URECHESTI - DOMNESTI	1036.7	33.1
10	LEA 400kV URECHESTI - CET ROVINARI	1036.7	43.4
11	LEA 400kV URECHESTI - CET ROVINARI circ2	1036.7	43.4
12	AT 400/220kV URECHESTI	400	28.9
13	TrafoGen CET ROVINARI	400	75.1
14	TrafoGen CET ROVINARI	400	75.1
15	TrafoGen CET ROVINARI	400	75.1
16	TrafoGen CET TURCENI	400	62.5
17	TrafoGen CET TURCENI	400	62.5
18	LEA 220kV URECHESTI - SARDANESTI	262.2	9.9
19	LEA 220kV URECHESTI - TGJIUNORD	262.2	49.4
20	AT 220/110kV URECHESTI	200	40.5
21	LEA 220kV CRAIOVAN2 - SARDANESTI	262.2	13.4
22	AT 220/110kV SARDANESTI	200	23.1
23	LEA 220kV TGJIUNORD - PAROSEN	262.2	49.5
24	LEA 110kV CRAIOVAN2 - STOINA	81.6	5
25	LEA 110kV POJARU - BARBATESTI	71.7	5
26	LEA 110kV BARBATESTI - TURBUREA	71.7	6.3

27	LEA 110kV BARBATESTI - STOINA	81.6	5.7
28	LEA 110kV CARBUNESTI - TGJIUNORD	82	24.5
29	LEA 110kV TGJIUNORD - CAUCIUC1	81.6	28.8
30	LEA 110kV TGJIUNORD - CAUCIUC2	81.6	26.2
31	LEA 110kV TGJIUNORD - RBIRSE52	81.6	21
32	TrafoGen TGJIUNORD	63	9.4
33	TrafoGen TGJIUNORD	63	9.4
34	LEA 110kV IUM - CAUCIUC2	81.6	26.2
35	LEA 110kV IUM - TGJIUSUD1	81.6	20.5
36	LEA 110kV CAUCIUC1 - TGJIUSUD2	81.6	26.2
37	LEA 110kV TGJIUSUD2 - BARSESTI	81.6	12
38	LEA 110kV TGJIUSUD2 - URECHESTI	81.6	56.3
39	LEA 110kV BARSESTI - ROGOJELU	81.6	11.6
40	LEA 110kV ROGOJELU - JILT	81.6	23.3
41	LEA 110kV ROGOJELU - URECHESTI	82	19.5
42	LEA 110kV ROGOJELU - URECHESTI circ2	82	19.5
43	LEA 110kV ROGOJELU - GODINESTI	94.3	96.8
44	LEA 110kV ROGOJELU - PINOASA	81.6	36.5
45	LEA 110kV JILT - SARDANESTI	81.6	13.1
46	LEA 110kV JILT - SARDANESTI circ2	81.6	13.1
47	LEA 110kV JILT - ROSIUTA	81.6	11.6
48	LEA 110kV GODINESTI - LUPOAIA	81.6	32.8
49	LEA 110kV GODINESTI - VALEAMARE	81.6	20.6
50	TrafoGen GODINESTI	63	88.2
51	TrafoGen GODINESTI	63	88.2
52	LEA 110kV LUPOAIA - MOTRU	81.6	25.4
53	LEA 110kV MOTRU - VALEAMARE	81.6	38.4
54	LEA 110kV MOTRU - STREHAIA	81.6	24.2
55	LEA 110kV MOTRU - HUSNICIOARA	81.6	10.2
56	LEA 110kV MOTRU - ROSIUTA	81.6	30.3
57	TrafoGen VALEAMARE	80	62.7
58	LEA 110kV FILIASI - TURBUREA	82	17.1
59	LEA 110kV SARDANESTI - PINOASA	81.6	36.2
60	LEA 110kV ALMAJ - MOFLESTI	81.6	2.3
61	LEA 110kV STOINA - MOFLESTI	81.6	3.3
62	LEA 400kV XPF_DJ11 - P.D.F	1036.7	24
63	LEA 400kV URECHESTI - P.D.F	1036.7	27.3
64	LEA 400kV P.D.F - SLATINA	1036.7	14.4
65	LEA 400kV P.D.F - RRESIT1	1188.5	40.9
66	AT 400/220kV P.D.F2	500	24
67	AT2 400/220kV P.D.F2	500	24
68	AT 400/220kV P.D.F1	500	23.9
69	LEA 220kV ROMARE2 - P.D.F1	285.1	25.4

70	LEA 220kV ROMARE2 - RCETAT21	285.1	13.5
71	AT 220/110kV ROMARE2	200	29.2
72	AT2 220/110kV ROMARE2	200	29.2
73	LEA 220kV P.D.F2 - RTR.SE22	285.1	6.8
74	LEA 220kV P.D.F2 - RCETAT21	285.1	9
75	LEA 220kV P.D.F2 - RRESIT2A	285.1	56.4
76	TrafoGen P.D.F2	216	47.8
77	TrafoGen P.D.F2	216	47.8
78	TrafoGen P.D.F2	216	47.8
79	TrafoGen P.D.F2	216	47.8
80	LEA 220kV P.D.F1 - RTR.SE21	285.1	6.8
81	LEA 220kV P.D.F1 - RRESIT2A circ2	285.1	56.4
82	TrafoGen P.D.F1	216	47.8
83	TrafoGen P.D.F1	216	47.8
84	AT 220/110kV RTR.SE21	200	10.3
85	AT 220/110kV RTR.SE22	200	10.3
86	LEA 110kV MOTRU - STREHAIA	81.6	24.2
87	LEA 110kV MOTRU - HUSNICIOARA	81.6	10.2
88	LEA 110kV STREHAIA - FILIASI	81.6	20.4
89	LEA 110kV FILIASI - ARMATURI	81.6	19.5
90	LEA 110kV CETATE2 - CUJMIR	81.6	14.2
91	LEA 110kV CETATE2 - GRUIA	81.6	22.5
92	LEA 110kV CUJMIR - GRUIA	81.6	17.8
93	LEA 110kV GRUIA - OSTROVUMARE	98.3	34.2
94	LEA 110kV OSTROVUMARE - BURILA	98.3	12
95	TrafoGen OSTROVUMARE	63	42
96	LEA 110kV BURILA - VANJUMARE	81.6	25.3
97	LEA 110kV BURILA - VANJUMARE circ2	81.6	25.3
98	TrafoGen BURILA	63	85.9
99	LEA 110kV ARMATURI - BANOVITA	81.6	20.5
100	LEA 110kV HUSNICIOARA - BANOVITA	81.6	10.1
101	LEA 110kV VANJUMARE - BANOVITA	95.2	46.1
102	LEA 110kV CETDROBETA - BANOVITA	108.9	16.1
103	LEA 110kV RTR.S.5 - RTOPL51	81.6	1.4
104	LEA 110kV ROMARE52B - ROMARE51B	228.6	15.3
105	TrafoGen ROMARE52B	63	61.1
106	TrafoGen ROMARE52B	63	61.1
107	TrafoGen ROMARE51B	63	61.1
108	LEA 220kV ROMARE2 - RCETAT21	285.1	13.5
109	LEA 220kV P.D.F2 - RCETAT21	285.1	9
110	LEA 220kV RCETAT21 - RCALAF2	285.1	2.1
111	AT 220/110kV RCETAT21	200	3.1
112	AT 220/110kV RCALAF2	200	2.9

113	LEA 220kV SLATINA - CRAIOVAN2	570.2	33.4
114	LEA 220kV GRADISTE - ISALNITA2	285.1	23.8
115	LEA 220kV CRAIOVAN1 - ISALNITA2	285.1	41.3
116	AT 220/110kV CRAIOVAN1	200	23.3
117	LEA 220kV CRAIOVAN1 - RTR. M2	285.1	40.5
118	LEA 220kV CRAIOVAN2 - ISALNITA2 circ2	451	28.3
119	LEA 220kV CRAIOVAN2 - SARDANESTI	262.2	13.4
120	AT 220/110kV ISALNITA1	200	15.1
121	TrafoGen ISALNITA2	400	80.2
122	LEA 110kV RTR.MA5B - RDABUL5	95.2	4.4
123	LEA 110kV RPOTEL5 - RDABUL5	82	6.2
124	LEA 110kV RDABUL5 - RBECHES	81.6	3.9
125	LEA 110kV RDABUL5 - RBECHES circ2	81.6	3.9
126	LEA 110kV RDABUL5 - ROCOLN5A	81.6	1.9
127	LEA 110kV ROCOLN5A - RAMARA5	81.6	2.2
128	LEA 110kV RAMARA5 - RCARACV5	81.6	3.8
129	LEA 110kV OLCIT - CRAIOVAEST	81.6	22.5
130	LEA 110kV CRAIOVAEST - DIF1	95.2	18
131	LEA 110kV CRAIOVAEST - SIMNIC2	79.5	25.5
132	LEA 110kV DIF1 - ELECTROPUTER	95.2	3.1
133	LEA 110kV DIF1 - SIMNIC2	94.2	4.8
134	LEA 110kV DIF1 - PODARI	81.6	16.4
135	LEA 110kV DIF1 - LEU	95.2	6.2
136	LEA 110kV DIF2 - ELECTROPUTER	95.2	6
137	LEA 110kV DIF2 - CRAIOVAN1	95.2	24.4
138	LEA 110kV ELECTROPUTER - CRAIOVASUD	81.6	3.8
139	LEA 110kV ELECTROPUTER - CERNELE	81.6	6.9
140	LEA 110kV SIMNIC1 - CRAIOVAN1	79.5	50.4
141	LEA 110kV SIMNIC1 - CRAIOVAN1 circ2	79.5	50.4
142	LEA 110kV SIMNIC1 - CRAIOVITA	79.5	47
143	TrafoGen SIMNIC1	190	64
144	LEA 110kV SIMNIC2 - GHERCESTI	94.2	26
145	LEA 110kV GHERCESTI - CRAIOVAN2	95.2	28.8
146	LEA 110kV CRAIOVAN2 - FILIASI	81.6	11.7
147	LEA 110kV CRAIOVAN2 - STOINA	81.6	5
148	LEA 110kV CRAIOVITA - ISALNITA2	81.6	13.3
149	LEA 110kV CRAIOVITA - CRAIOVACENTR	121.9	12.6
150	LEA 110kV ISALNITA2 - CERNELE	81.6	17.2
151	LEA 110kV ISALNITA2 - ALMAJ	81.6	12.3
152	LEA 110kV ISALNITA2 - BAILESTI	81.6	40.6
153	LEA 110kV ISALNITA1 - CERNELE	81.6	10.4
154	LEA 110kV CERNELE - PREFABRICATE	81.6	17.3
155	LEA 110kV PREFABRICATE - CRAIOVASUD	81.6	3.3

156	LEA 110kV CRAIOVASUD - CRAIOVACENTR	81.6	19.1
157	LEA 110kV PODARI - SEGARCEA	81.6	11.5
158	LEA 110kV LEU - JIANCA	81.6	6.1
159	LEA 110kV SEGARCEA - HOREZU	81.6	2.6
160	LEA 110kV STREHAIA - FILIASI	81.6	20.4
161	LEA 110kV FILIASI - TURBUREA	82	17.1
162	LEA 110kV FILIASI - ALMAJ	82	13.8
163	LEA 110kV FILIASI - ARMATURI	81.6	19.5
164	LEA 110kV ALMAJ - MOFLESTI	81.6	2.3
165	LEA 110kV BAILESTI - GALICEA	81.6	20.5
166	LEA 110kV BAILESTI - BASARABI2	81.6	11.1
167	LEA 110kV GALICEA - CETATE2	81.6	16.3
168	LEA 110kV CETATE2 - CUJMIR	81.6	14.2
169	LEA 110kV CETATE2 - GRUIA	81.6	22.5
170	LEA 110kV CETATE2 - BASARABI2	71.7	21.4
171	LEA 110kV BASARABI1 - RCALAF5	81.6	1.4
172	LEA 110kV BASARABI1 - CETATE1	71.7	1.6
173	LEA 110kV RCALAF5 - CETATE1	81.6	1.5

Analiza Regimurilor N-1, mai semnificative (cele din care rezulta încărcări mai mari de 45%Ilim), este prezentată în tabelul:

Nr. Crt.	Element deconectat	Element incarcat	Lim.Term. [MVA]	Incarcarea [%]
2	LEA 400kV TANTARENI - SLATINA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINESTI	94.3	92.8
3	LEA 400kV TANTARENI - RBRADU1	LEA 110kV ROGOJELU - GODINESTI	94.3	96.8
4	LEA 400kV TANTARENI - SIBIU	LEA 110kV ROGOJELU - GODINESTI	94.3	98
5	LEA 400kV URECHESTI - DOMNESTI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINESTI	94.3	93.3
6	LEA 400kV P.D.F - SLATINA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINESTI	94.3	95.8
7	LEA 400kV P.D.F - RRESIT1	LEA 110kV ROGOJELU - GODINESTI	94.3	97.3
8	LEA 400kV TANTARENI - XKO_TI11	LEA 110kV ROGOJELU - GODINESTI	94.3	97.2
9	LEA 400kV P.D.F - XPF_DJ11	LEA 110kV ROGOJELU - GODINESTI	94.3	97.3
10	LEA 220kV P.D.F2 - RRESIT2A	LEA 110kV ROGOJELU - GODINESTI	94.3	97
11	LEA 220kV P.D.F1 - RRESIT2A circ2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINESTI	94.3	97
12	LEA 220kV CRAIOVAN1 - RTR. M2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINESTI	94.3	100.9
13	LEA 220kV CRAIOVAN2 - SLATINA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINESTI	94.3	104.7

14	LEA 220kV ISALNITA2 - GRADISTE	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	98.2
15	LEA 220kV TGJIUNORD - PAROȘENI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	92
16	LEA 110kV RDABUL5 - RTR.MA5B	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	96.8
17	LEA 110kV RDABUL5 - RPOTEL5	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	96.8
18	LEA 110kV RAMARA5 - RCARACV5	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	96.8
19	LEA 110kV RTR.S.5 - RTOPE51	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	96.8
20	AT 400/220kV URECHEȘTI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	105.7
21	AT 400/220kV P.D.F	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	96.8
22	AT2 400/220kV P.D.F	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	96.8
23	AT 400/220kV P.D.F	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	96.8
24	AT 220/110kV ROMARE2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	96.8
25	AT2 220/110kV ROMARE2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	96.8
26	AT 220/110kV RTR.SE21	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	96.8
27	AT 220/110kV RTR.SE22	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	96.8
28	AT 220/110kV RCETAT21	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	96.8
29	AT 220/110kV RCALAF2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	96.8
30	AT 220/110kV CRAIOVAN1	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	101.8
31	AT 220/110kV ISALNITA1	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.5
32	AT 220/110kV SARDANEȘTI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.4
33	LEA 400kV TANTARENI - URECHEȘTI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	93.1
34	LEA 400kV TANTARENI - CET TURCENI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	96.8
35	LEA 400kV TANTARENI - CET TURCENI circ2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	96.8
36	LEA 400kV URECHEȘTI - P.D.F	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	94.4
37	LEA 400kV URECHEȘTI - CET ROVINARI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	96.8
38	LEA 400kV URECHEȘTI - CET ROVINARI circ2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	96.8
39	LEA 220kV ROMARE2 - P.D.F1	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	96.8
40	LEA 220kV ROMARE2 - RCETAT21	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	96.8
41	LEA 220kV URECHEȘTI - SARDANEȘTI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	96.8
42	LEA 220kV URECHEȘTI - TGJIUNORD	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	92.1
43	LEA 220kV P.D.F2 - RTR.SE22	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	96.8
44	LEA 220kV P.D.F2 - RCETAT21	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	96.8
45	LEA 220kV P.D.F1 - RTR.SE21	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	96.8

46	LEA 220kV RCETAT21 - RCALAF2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	96.8
47	LEA 220kV CRAIOVAN1 - ISALNITA2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.2
48	LEA 220kV CRAIOVAN2 - ISALNITA2 circ2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.3
49	LEA 220kV CRAIOVAN2 - SARDANEȘTI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	93.7
50	LEA 110kV RDABUL5 - RBECHES	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	96.8
51	LEA 110kV RDABUL5 - RBECHES circ2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	96.8
52	LEA 110kV RDABUL5 - ROCOLN5A	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	96.8
53	LEA 110kV ROCOLN5A - RAMARA5	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	96.8
54	LEA 110kV OLCIT - CRAIOVAEST	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	98.8
55	LEA 110kV CRAIOVAEST - DIF1	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	96.8
56	LEA 110kV CRAIOVAEST - SIMNIC2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	96.8
57	LEA 110kV DIF1 - ELECTROPUTER	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	96.8
58	LEA 110kV DIF1 - SIMNIC2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	96.8
59	LEA 110kV DIF1 - PODARI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	98.2
60	LEA 110kV DIF1 - LEU	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	96.5
61	LEA 110kV DIF2 - ELECTROPUTER	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	96.9
62	LEA 110kV DIF2 - CRAIOVAN1	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	96.7
63	LEA 110kV ELECTROPUTER - CRAIOVASUD	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	96.8
64	LEA 110kV ELECTROPUTER - CERNELE	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	96.8
65	LEA 110kV SIMNIC1 - CRAIOVAN1	LEA 110kV SIMNIC1 - CRAIOVAN1 circ2	79.5	95.1
		LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	96.9
66	LEA 110kV SIMNIC1 - CRAIOVAN1 circ2	LEA 110kV SIMNIC1 - CRAIOVAN1	79.5	95.1
		LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	96.9
67	LEA 110kV SIMNIC1 - CRAIOVITA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	96.5
68	LEA 110kV SIMNIC2 - GHERCEȘTI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	96.7
69	LEA 110kV GHERCEȘTI - CRAIOVAN2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	96.7
70	LEA 110kV CRAIOVAN2 - FILIASI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.8

71	LEA 110kV CRAIOVAN2 - STOINA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	96.8
72	LEA 110kV CRAIOVITA - ISALNITA2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	96.9
73	LEA 110kV CRAIOVITA - CRAIOVACENTR	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	96.8
74	LEA 110kV ISALNITA2 - CERNELE	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	96.9
75	LEA 110kV ISALNITA2 - ALMAJ	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.6
76	LEA 110kV ISALNITA2 - BAILEȘTI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	104.7
77	LEA 110kV ISALNITA1 - CERNELE	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	96.9
78	LEA 110kV CERNELE - PREFABRICATE	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	96.9
79	LEA 110kV PREFABRICATE - CRAIOVASUD	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	96.8
80	LEA 110kV CRAIOVASUD - CRAIOVACENTR	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	96.8
81	LEA 110kV PODARI - SEGARCEA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.8
82	LEA 110kV LEU - JIANCA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.4
83	LEA 110kV SEGARCEA - HOREZU	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97
84	LEA 110kV POJARU - BARBATEȘTI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.4
85	LEA 110kV BARBATEȘTI - TURBUREA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.2
86	LEA 110kV BARBATEȘTI - STOINA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	96.7
87	LEA 110kV CARBUNEȘTI - TGJIUNORD	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	99.2
88	LEA 110kV TGJIUNORD - CAUCIUC1	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	96.8
89	LEA 110kV TGJIUNORD - CAUCIUC2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	96.8
90	LEA 110kV TGJIUNORD - RBIRSE52	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97
91	LEA 110kV IUM - CAUCIUC2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	96.8
92	LEA 110kV IUM - TGJIUSUD1	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	96.8
93	LEA 110kV CAUCIUC1 - TGJIUSUD2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	96.8
94	LEA 110kV TGJIUSUD2 - BARSEȘTI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	96.8
95	LEA 110kV TGJIUSUD2 - URECHEȘTI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.7

96	LEA 110kV BARSESTI - ROGOJELU	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.2
97	LEA 110kV ROGOJELU - JILT	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	91.3
98	LEA 110kV ROGOJELU - URECHEȘTI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	96.5
99	LEA 110kV ROGOJELU - URECHEȘTI circ2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	96.5
100	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	LEA 110kV GODINEȘTI - LUPOAIA	81.6	102
		LEA 110kV LUPOAIA - MOTRU	81.6	95.7
		LEA 110kV MOTRU - ROSIUTA	81.6	92.9
101	LEA 110kV ROGOJELU - PINOASA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	91.1
102	LEA 110kV JILT - SARDANEȘTI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.2
103	LEA 110kV JILT - SARDANEȘTI circ2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.2
104	LEA 110kV JILT - ROSIUTA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	99.7
105	LEA 110kV GODINEȘTI - LUPOAIA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	111.5
106	LEA 110kV LUPOAIA - MOTRU	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	108.4
107	LEA 110kV MOTRU - VALEAMARE	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	110.6
108	LEA 110kV MOTRU - STREHAIA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	103.6
109	LEA 110kV MOTRU - HUSNICIOARA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	96.1
110	LEA 110kV MOTRU - ROSIUTA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	112.9
111	LEA 110kV STREHAIA - FILIASI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	102.6
112	LEA 110kV FILIASI - TURBUREA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.9
113	LEA 110kV FILIASI - ALMAJ	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	98.1
114	LEA 110kV FILIASI - ARMATURI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	99.8
115	LEA 110kV SARDANEȘTI - PINOASA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	91.1
116	LEA 110kV ALMAJ - MOFLEȘTI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	96.8
117	LEA 110kV BAILEȘTI - GALICEA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.4
118	LEA 110kV BAILEȘTI - BASARABI2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.2
119	LEA 110kV GALICEA - CETATE2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.3
120	LEA 110kV CETATE2 - CUJMIR	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.1
121	LEA 110kV CETATE2 - GRUIA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.5
122	LEA 110kV CETATE2 - BASARABI2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.3
123	LEA 110kV BASARABI1 - RCALAF5	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	96.8

124	LEA 110kV BASARABI1 - CETATE1	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	96.8
125	LEA 110kV RCALAF5 - CETATE1	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	96.8
126	LEA 110kV CUJMIR - GRUIA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.2
127	LEA 110kV GRUIA - OSTROVUMARE	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	104.7
128	LEA 110kV OSTROVUMARE - BURILA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	99.4
129	LEA 110kV BURILA - VANJUMARE	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	96.3
130	LEA 110kV BURILA - VANJUMARE circ2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	96.3
131	LEA 110kV ARMATURI - BANOVIȚA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	99.9
132	LEA 110kV HUSNICIOARA - BANOVIȚA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	94.7
133	LEA 110kV VANJUMARE - BANOVIȚA	LEA 110kV ISALNITA2 - BAILEȘTI	81.6	94.1
134	LEA 110kV RBANOV51 - RTR.S.5	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	96.8
135	LEA 110kV RBANOV51 - RTR.S.5 circ2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	96.8
136	LEA 110kV RBANOV51 - RDROBE5A	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	96.8
137	LEA 110kV CETDROBETA - BANOVIȚA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	101.1
138	LEA 110kV RTR.S.5 - RDROBE5B	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	96.8
139	LEA 110kV RTR.S.5 - RDROBE5B circ2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	96.8
140	LEA 110kV ROMARE52B - ROMARE51B	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	96.8
141	LEA 110kV STOINA - MOFLEȘTI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	96.8

Liniile care se supraîncarcă sunt:

LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI

LEA 110kV GODINEȘTI - LUPOAIA

4.2.2 Etapa VDV 2029

Din analiza regimurilor staționare cu N și N-1 elemente în funcțiune în zona Distribuție Oltenia a rezultat că sunt satisfăcute condițiile de încărcare a elementelor de rețea (Anexa B) și sunt satisfăcute condițiile de încadrare în limitele admisibile de tensiune (Anexa B).

În urma analizei regimurilor cu N elemente în funcțiune se observă că nu există supraîncărcări sau supratensiuni în RED sau RET pentru zona de rețea analizată.

Nr. Crt.	Element incarcant	Lim.Term. [MVA]	Incarcarea [%]
1	LEA 400kV XKO_TI11 - TANTARENI	1188.5	10.3
2	LEA 400kV TANTARENI - URECHESTI	1036.7	16.4
3	LEA 400kV TANTARENI - SLATINA	1036.7	26.7
4	LEA 400kV TANTARENI - RAREF1	1036.7	20.1
5	LEA 400kV TANTARENI - RBRADU1	1036.7	23.2
6	LEA 400kV TANTARENI - CET TURCENI	1036.7	23.8
7	LEA 400kV TANTARENI - CET TURCENI circ2	1036.7	23.8
8	LEA 400kV URECHESTI - PDF	1036.7	30.1
9	LEA 400kV URECHESTI - RDOMNE1	1036.7	32.2
10	LEA 400kV URECHESTI - CET ROVINARI	1036.7	43.1
11	LEA 400kV URECHESTI - CET ROVINARI circ2	1036.7	43.1
12	AT 400/220kV URECHESTI	400	35.4
13	TrafoGen CET ROVINARI	400	75.2
14	TrafoGen CET ROVINARI	400	75.2
15	TrafoGen CET ROVINARI	400	75.2
16	TrafoGen CET TURCENI	400	62.5
17	TrafoGen CET TURCENI	400	62.5
18	LEA 220kV URECHESTI - SARDANESTI	262.2	15.2
19	LEA 220kV URECHESTI - TGJIUNORD	262.2	63.7
20	AT 220/110kV URECHESTI	200	43.9
21	LEA 220kV CRAIOVAN2 - SARDANESTI	262.2	9
22	AT 220/110kV SARDANESTI	200	21.5
23	LEA 220kV TGJIUNORD - PAROSEN1	262.2	63.6
24	LEA 110kV CRAIOVAN2 - STOINA	81.6	3.9
25	LEA 110kV POJARU - BARBATESTI	71.7	5.1
26	LEA 110kV BARBATESTI - TURBUREA	71.7	6.8
27	LEA 110kV BARBATESTI - STOINA	81.6	5.1
28	LEA 110kV CARBUNESTI - TGJIUNORD	82	24.3
29	LEA 110kV TGJIUNORD - CAUCIUC1	81.6	28.6
30	LEA 110kV TGJIUNORD - CAUCIUC2	81.6	26.1
31	LEA 110kV TGJIUNORD - BARSESTI2	81.6	20.5
32	TrafoGen TGJIUNORD	63	9.4
33	TrafoGen TGJIUNORD	63	9.4
34	LEA 110kV IUM - CAUCIUC2	81.6	26.1
35	LEA 110kV IUM - TGJIUSUD1	81.6	20.2
36	LEA 110kV CAUCIUC1 - TGJIUSUD2	81.6	25.9
37	LEA 110kV TGJIUSUD2 - BARSESTI1	81.6	11.3
38	LEA 110kV TGJIUSUD2 - URECHESTI	81.6	55.3
39	LEA 110kV BARSESTI1 - ROGOJELU	81.6	11.1

40	LEA 110kV ROGOJELU - JILT	81.6	22.1
41	LEA 110kV ROGOJELU - URECHESTI	82	24.1
42	LEA 110kV ROGOJELU - URECHESTI circ2	82	24.1
43	LEA 110kV ROGOJELU - GODINESTI	94.3	99.4
44	LEA 110kV ROGOJELU - PINOASA	81.6	33.4
45	LEA 110kV JILT - SARDANESTI	81.6	13.2
46	LEA 110kV JILT - SARDANESTI circ2	81.6	13.2
47	LEA 110kV JILT - ROSIUTA	81.6	14
48	LEA 110kV GODINESTI - LUPOAIA	81.6	32.6
49	LEA 110kV GODINESTI - VALEAMARE	81.6	22.8
50	TrafoGen GODINESTI	63	88.2
51	TrafoGen GODINESTI	63	88.2
52	LEA 110kV LUPOAIA - MOTRU	81.6	24.9
53	LEA 110kV MOTRU - VALEAMARE	81.6	37.7
54	LEA 110kV MOTRU - STREHAIA	81.6	21.3
55	LEA 110kV MOTRU - HUSNICIOARA	81.6	12.1
56	LEA 110kV MOTRU - ROSIUTA	81.6	31.3
57	TrafoGen VALEAMARE	80	62.5
58	LEA 110kV FILIASI - TURBUREA	82	14.7
59	LEA 110kV SARDANESTI - PINOASA	81.6	33.1
60	LEA 110kV ALMAJ - MOFLESTI	81.6	1
61	LEA 110kV STOINA - MOFLESTI	81.6	2.7
62	LEA 400kV XPF_DJ11 - PDF	1518.9	15
63	LEA 400kV URECHESTI - PDF	1036.7	30.1
64	LEA 400kV PDF - SLATINA	1036.7	12.7
65	LEA 400kV PDF - RESITA	1188.5	53
66	AT 400/220kV PDF2	500	27.7
67	AT2 400/220kV PDF2	500	27.7
68	AT 400/220kV PDF1	500	27.7
69	LEA 220kV ROMARE2 - PDF1	285.1	27.2
70	LEA 220kV ROMARE2 - RCETAT21	285.1	14.3
71	AT 220/110kV ROMARE2	200	31.1
72	AT2 220/110kV ROMARE2	200	31.1
73	LEA 220kV PDF2 - PDF1	333.4	2.9
74	LEA 220kV PDF2 - RTR.SE22	285.1	6.9
75	LEA 220kV PDF2 - RCETAT21	285.1	9.6
76	LEA 220kV PDF2 - RRESIT2A	285.1	47.5
77	TrafoGen PDF2	216	47.9
78	TrafoGen PDF2	216	47.9
79	TrafoGen PDF2	216	47.9
80	TrafoGen PDF2	216	47.9
81	LEA 220kV PDF1 - RTR.SE21	285.1	6.9
82	LEA 220kV PDF1 - RRESIT2A circ2	285.1	47.5

83	TrafoGen PDF1	216	47.9
84	TrafoGen PDF1	216	47.9
85	AT 220/110kV RTR.SE21	200	10.4
86	AT 220/110kV RTR.SE22	200	10.4
87	LEA 110kV MOTRU - STREHAIA	81.6	21.3
88	LEA 110kV MOTRU - HUSNICIOARA	81.6	12.1
89	LEA 110kV STREHAIA - FILIASI	81.6	17.4
90	LEA 110kV FILIASI - ARMATURI	81.6	17.8
91	LEA 110kV CETATE2 - CUJMIR	81.6	13.8
92	LEA 110kV CETATE2 - GRUIA	81.6	22
93	LEA 110kV CUJMIR - GRUIA	81.6	17.5
94	LEA 110kV GRUIA - OSTROVUMARE	98.3	33.5
95	LEA 110kV OSTROVUMARE - BURILA	98.3	11.1
96	TrafoGen OSTROVUMARE	63	42.3
97	LEA 110kV BURILA - VANJUMARE	81.6	25.7
98	LEA 110kV BURILA - VANJUMARE circ2	81.6	25.7
99	TrafoGen BURILA	63	86
100	LEA 110kV ARMATURI - BANOVIȚA	81.6	18.7
101	LEA 110kV HUSNICIOARA - BANOVIȚA	81.6	12.4
102	LEA 110kV VANJUMARE - BANOVIȚA	95.2	46.8
103	LEA 110kV CETDROBETA - BANOVIȚA	108.9	16.4
104	LEA 110kV RTR.S.5 - RTOPL51	81.6	1.4
105	LEA 110kV ROMARE52B - ROMARE51B	228.6	16.3
106	TrafoGen ROMARE52B	63	65.2
107	TrafoGen ROMARE52B	63	65.2
108	TrafoGen ROMARE51B	63	65.2
109	LEA 220kV ROMARE2 - RCETAT21	285.1	14.3
110	LEA 220kV PDF2 - RCETAT21	285.1	9.6
111	LEA 220kV RCETAT21 - RCALAF2	285.1	2.1
112	AT 220/110kV RCETAT21	200	3.2
113	AT 220/110kV RCALAF2	200	3
114	LEA 220kV SLATINA - CRAIOVAN2	570.2	33.2
115	LEA 220kV GRADISTE - ISALNITA2	285.1	22.1
116	LEA 220kV CRAIOVAN1 - ISALNITA2	285.1	43.2
117	AT 220/110kV CRAIOVAN1	200	21.2
118	LEA 220kV CRAIOVAN1 - RTR. M2	285.1	39.9
119	LEA 220kV CRAIOVAN2 - ISALNITA2 circ2	451	29.6
120	LEA 220kV CRAIOVAN2 - SARDANESTI	262.2	9
121	AT 220/110kV ISALNITA1	200	13
122	TrafoGen ISALNITA2	400	78.8
123	LEA 110kV RTR.MA5B - RDABUL5	95.2	5.8
124	LEA 110kV RPOTEL5 - RDABUL5	82	8.7
125	LEA 110kV RDABUL5 - RBECH5	81.6	16.3

126	LEA 110kV RDABUL5 - RBECH5 circ2	81.6	16.3
127	LEA 110kV RDABUL5 - ROCOLN5A	81.6	15.7
128	LEA 110kV ROCOLN5A - RAMARA5	81.6	15
129	LEA 110kV RAMARA5 - RCARACV5	81.6	12.2
130	LEA 110kV OLCIT - CRAIOVAEST	81.6	23.1
131	LEA 110kV CRAIOVAEST - DIF1	95.2	18.4
132	LEA 110kV CRAIOVAEST - SIMNIC2	79.5	26.1
133	LEA 110kV DIF1 - ELECTROPUTER	95.2	3
134	LEA 110kV DIF1 - SIMNIC2	94.2	4.9
135	LEA 110kV DIF1 - PODARI	81.6	16.8
136	LEA 110kV DIF1 - LEU	95.2	6.2
137	LEA 110kV DIF2 - ELECTROPUTER	95.2	6.2
138	LEA 110kV DIF2 - CRAIOVAN1	95.2	25
139	LEA 110kV ELECTROPUTER - CRAIOVASUD	81.6	3.7
140	LEA 110kV ELECTROPUTER - CERNELE	81.6	7.2
141	LEA 110kV SIMNIC1 - CRAIOVAN1	79.5	50.5
142	LEA 110kV SIMNIC1 - CRAIOVAN1 circ2	79.5	50.5
143	LEA 110kV SIMNIC1 - CRAIOVITA	79.5	47.9
144	TrafoGen SIMNIC1	190	64
145	LEA 110kV SIMNIC2 - GHERCESTI	94.2	26.6
146	LEA 110kV GHERCESTI - CRAIOVAN2	95.2	29.7
147	LEA 110kV CRAIOVAN2 - FILIASI	81.6	9.3
148	LEA 110kV CRAIOVAN2 - STOINA	81.6	3.9
149	LEA 110kV CRAIOVITA - ISALNITA2	81.6	13.9
150	LEA 110kV CRAIOVITA - CRAIOVACENTR	121.9	12.9
151	LEA 110kV ISALNITA2 - CERNELE	81.6	17.8
152	LEA 110kV ISALNITA2 - ALMAJ	81.6	9.1
153	LEA 110kV ISALNITA2 - BAILESTI	81.6	39.2
154	LEA 110kV ISALNITA1 - CERNELE	81.6	10.8
155	LEA 110kV CERNELE - PREFABRICATE	81.6	17.9
156	LEA 110kV PREFABRICATE - CRAIOVASUD	81.6	3.3
157	LEA 110kV CRAIOVASUD - CRAIOVACENTR	81.6	19.5
158	LEA 110kV PODARI - SEGARCEA	81.6	11.7
159	LEA 110kV LEU - JIANCA	81.6	6.2
160	LEA 110kV SEGARCEA - HOREZU	81.6	2.6
161	LEA 110kV STREHAIA - FILIASI	81.6	17.4
162	LEA 110kV FILIASI - TURBUREA	82	14.7
163	LEA 110kV FILIASI - ALMAJ	82	12.2
164	LEA 110kV FILIASI - ARMATURI	81.6	17.8
165	LEA 110kV ALMAJ - MOFLESTI	81.6	1
166	LEA 110kV BAILESTI - GALICEA	81.6	19.9
167	LEA 110kV BAILESTI - BASARABI2	81.6	10.4
168	LEA 110kV GALICEA - CETATE2	81.6	15.8

169	LEA 110kV CETATE2 - CUJMIR	81.6	13.8
170	LEA 110kV CETATE2 - GRUIA	81.6	22
171	LEA 110kV CETATE2 - BASARABI2	71.7	21.1
172	LEA 110kV BASARABI1 - RCALAF5	81.6	1.5
173	LEA 110kV BASARABI1 - CETATE1	71.7	1.7
174	LEA 110kV RCALAF5 - CETATE1	81.6	1.5

Analiza Regimurilor N-1, mai semnificative (cele din care rezulta încărcări mai mari de 45% Ilim), este prezentată în tabelul:

Nr. Crt.	Element deconectat	Element incarcat	Lim.Term. [MVA]	Incarcarea [%]
2	LEA 400kV TANTARENI - SLATINA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.6
3	LEA 400kV TANTARENI - RAREF1	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	99.9
4	LEA 400kV TANTARENI - RBRADU1	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	99.7
5	LEA 400kV URECHEȘTI - RDOMNE1	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	96.6
6	LEA 400kV PDF - SLATINA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	99.7
7	LEA 400kV PDF - RESITA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	100.4
8	LEA 400kV TANTARENI - XKO_TI11	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	100.3
9	LEA 400kV PDF - XPF_DJ11	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	100.4
10	LEA 220kV PDF2 - RRESIT2A	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	99.5
11	LEA 220kV PDF1 - RRESIT2A circ2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	99.5
12	LEA 220kV CRAIOVAN1 - RTR. M2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	103.8
13	LEA 220kV CRAIOVAN2 - SLATINA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	107.7
14	LEA 220kV ISALNITA2 - GRADISTE	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	100.8
15	LEA 220kV TGJIUNORD - PAROȘENI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	93.6
16	LEA 110kV RDABUL5 - RTR.MA5B	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	99.4
17	LEA 110kV RDABUL5 - RPOTEL5	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	99.4
18	LEA 110kV RAMARA5 - RCARACV5	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	99.4
19	LEA 110kV RTR.S.5 - RTOPE51	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	99.4
20	AT 400/220kV URECHEȘTI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	111.5
21	AT 400/220kV PDF	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	99.4

22	AT2 400/220kV PDF	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	99.4
23	AT 400/220kV PDF	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	99.4
24	AT 220/110kV ROMARE2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	99.4
25	AT2 220/110kV ROMARE2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	99.4
26	AT 220/110kV RTR.SE21	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	99.4
27	AT 220/110kV RTR.SE22	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	99.4
28	AT 220/110kV RCETAT21	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	99.4
29	AT 220/110kV RCALAF2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	99.4
30	AT 220/110kV CRAIOVAN1	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	104.3
31	AT 220/110kV ISALNITA1	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	100.1
32	AT 220/110kV SARDANEȘTI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	99.8
33	LEA 400kV TANTARENI - URECHEȘTI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.1
34	LEA 400kV TANTARENI - CET TURCENI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	99.4
35	LEA 400kV TANTARENI - CET TURCENI circ2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	99.4
36	LEA 400kV URECHEȘTI - PDF	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97
37	LEA 400kV URECHEȘTI - CET ROVINARI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	99.5
38	LEA 400kV URECHEȘTI - CET ROVINARI circ2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	99.5
39	LEA 220kV ROMARE2 - PDF1	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	99.5
40	LEA 220kV ROMARE2 - RCETAT21	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	99.4
41	LEA 220kV URECHEȘTI - SARDANEȘTI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	100.6
42	LEA 220kV URECHEȘTI - TGJIUNORD	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	93.6
43	LEA 220kV PDF2 - PDF1	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	99.4
44	LEA 220kV PDF2 - RTR.SE22	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	99.4
45	LEA 220kV PDF2 - RCETAT21	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	99.4
46	LEA 220kV PDF1 - RTR.SE21	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	99.4
47	LEA 220kV RCETAT21 - RCALAF2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	99.4
48	LEA 220kV CRAIOVAN1 - ISALNITA2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	99.8
49	LEA 220kV CRAIOVAN2 - ISALNITA2 circ2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	99.9
50	LEA 220kV CRAIOVAN2 - SARDANEȘTI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.4
51	LEA 110kV RDABUL5 - RBECHES	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	99.4
52	LEA 110kV RDABUL5 - RBECHES circ2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	99.4

53	LEA 110kV RDABUL5 - ROCOLN5A	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	99.4
54	LEA 110kV RocolN5A - RAMARA5	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	99.4
55	LEA 110kV OLCIT - CRAIOVAEST	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	101.4
56	LEA 110kV CRAIOVAEST - DIF1	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	99.5
57	LEA 110kV CRAIOVAEST - SIMNIC2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	99.4
58	LEA 110kV DIF1 - ELECTROPUTER	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	99.4
59	LEA 110kV DIF1 - SIMNIC2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	99.4
60	LEA 110kV DIF1 - PODARI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	100.8
61	LEA 110kV DIF1 - LEU	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	98.9
62	LEA 110kV DIF2 - ELECTROPUTER	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	99.5
63	LEA 110kV DIF2 - CRAIOVAN1	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	99.3
64	LEA 110kV ELECTROPUTER - CRAIOVASUD	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	99.4
65	LEA 110kV ELECTROPUTER - CERNELE	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	99.5
66	LEA 110kV SIMNIC1 - CRAIOVAN1	LEA 110kV SIMNIC1 - CRAIOVAN1 circ2	79.5	95.7
		LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	99.5
67	LEA 110kV SIMNIC1 - CRAIOVAN1 circ2	LEA 110kV SIMNIC1 - CRAIOVAN1	79.5	95.7
		LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	99.5
68	LEA 110kV SIMNIC1 - CRAIOVITA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	99.1
69	LEA 110kV SIMNIC2 - GHERCEȘTI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	99.3
70	LEA 110kV GHERCEȘTI - CRAIOVAN2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	99.3
71	LEA 110kV CRAIOVAN2 - FILIASI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	100.3
72	LEA 110kV CRAIOVAN2 - STOINA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	99.4
73	LEA 110kV CRAIOVITA - ISALNITA2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	99.5
74	LEA 110kV CRAIOVITA - CRAIOVACENTR	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	99.4
75	LEA 110kV ISALNITA2 - CERNELE	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	99.5
76	LEA 110kV ISALNITA2 - ALMAJ	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	100.1

77	LEA 110kV ISALNITA2 - BAILESTI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	107.3
78	LEA 110kV ISALNITA1 - CERNELE	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	99.5
79	LEA 110kV CERNELE - PREFABRICATE	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	99.5
80	LEA 110kV PREFABRICATE - CRAIOVASUD	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	99.4
81	LEA 110kV CRAIOVASUD - CRAIOVACENTR	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	99.4
82	LEA 110kV PODARI - SEGARCEA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	100.4
83	LEA 110kV LEU - JIANCA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	99.9
84	LEA 110kV SEGARCEA - HOREZU	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	99.6
85	LEA 110kV POJARU - BARBATEȘTI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	99.9
86	LEA 110kV BARBATEȘTI - TURBUREA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	99.7
87	LEA 110kV BARBATEȘTI - STOINA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	99.3
88	LEA 110kV CARBUNESTI - TGJIUNORD	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	101.8
89	LEA 110kV TGJIUNORD - CAUCIUC1	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	99.4
90	LEA 110kV TGJIUNORD - CAUCIUC2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	99.4
91	LEA 110kV TGJIUNORD - BARSEȘTI2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	99.6
92	LEA 110kV IUM - CAUCIUC2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	99.4
93	LEA 110kV IUM - TGJIUSUD1	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	99.4
94	LEA 110kV CAUCIUC1 - TGJIUSUD2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	99.4
95	LEA 110kV TGJIUSUD2 - BARSEȘTI1	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	99.4
96	LEA 110kV TGJIUSUD2 - URECHEȘTI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	98.3
97	LEA 110kV BARSEȘTI1 - ROGOJELU	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	99.7
98	LEA 110kV ROGOJELU - JILT	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	94.4
99	LEA 110kV ROGOJELU - URECHEȘTI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	99
100	LEA 110kV ROGOJELU - URECHEȘTI circ2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	99
101	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	LEA 110kV GODINEȘTI - LUPOAIA	81.6	103.1

		LEA 110kV LUPOAIA - MOTRU	81.6	96.6
		LEA 110kV MOTRU - ROSIUTA	81.6	97.3
102	LEA 110kV ROGOJELU - PINOASA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	94
103	LEA 110kV JILT - SARDANEȘTI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	99.8
104	LEA 110kV JILT - SARDANEȘTI circ2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	99.8
105	LEA 110kV JILT - ROSIUTA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	103.3
106	LEA 110kV GODINEȘTI - LUPOAIA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	112.9
107	LEA 110kV GODINEȘTI - VALEAMARE	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	91
108	LEA 110kV LUPOAIA - MOTRU	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	109.8
109	LEA 110kV MOTRU - VALEAMARE	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	112.9
110	LEA 110kV MOTRU - STREHAIA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	105.4
111	LEA 110kV MOTRU - HUSNICIOARA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	98.1
112	LEA 110kV MOTRU - ROSIUTA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	116.1
113	LEA 110kV STREHAIA - FILIASI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	104.4
114	LEA 110kV FILIASI - TURBUREA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	100.3
115	LEA 110kV FILIASI - ALMAJ	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	100.6
116	LEA 110kV FILIASI - ARMATURI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	102.2
117	LEA 110kV SARDANEȘTI - PINOASA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	94
118	LEA 110kV ALMAJ - MOFLEȘTI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	99.3
119	LEA 110kV BAILEȘTI - GALICEA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	100.3
120	LEA 110kV BAILEȘTI - BASARABI2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	99.8
121	LEA 110kV GALICEA - CETATE2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	99.9
122	LEA 110kV CETATE2 - CUJMIR	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	99.7
123	LEA 110kV CETATE2 - GRUIA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	100.1
124	LEA 110kV CETATE2 - BASARABI2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	99.9
125	LEA 110kV BASARABI1 - RCALAF5	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	99.4
126	LEA 110kV BASARABI1 - CETATE1	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	99.4
127	LEA 110kV RCALAF5 - CETATE1	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	99.4
128	LEA 110kV CUJMIR - GRUIA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	99.8
129	LEA 110kV GRUIA - OSTROVUMARE	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	107.2
130	LEA 110kV OSTROVUMARE - BURILA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	101.8

131	LEA 110kV BURILA - VANJUMARE	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	98.9
132	LEA 110kV BURILA - VANJUMARE circ2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	98.9
133	LEA 110kV ARMATURI - BANOVITA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	102.3
134	LEA 110kV HUSNICIOARA - BANOVITA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	96.7
135	LEA 110kV VANJUMARE - BANOVITA	LEA 110kV ISALNITA2 - BAILEȘTI	81.6	93.7
136	LEA 110kV RBANOV51 - RTR.S.5	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	99.4
137	LEA 110kV RBANOV51 - RTR.S.5 circ2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	99.4
138	LEA 110kV RBANOV51 - RDROBE5A	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	99.4
139	LEA 110kV CETDROBETA - BANOVITA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	103.5
140	LEA 110kV RTR.S.5 - RDROBE5B	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	99.4
141	LEA 110kV RTR.S.5 - RDROBE5B circ2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	99.4
142	LEA 110kV ROMARE52B - ROMARE51B	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	99.4
143	LEA 110kV STOINA - MOFLEȘTI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	99.4

Liniile care se supraîncarcă sunt:

LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI

LEA 110kV GODINEȘTI - LUPOAIA

4.2.3 Etapa VDI 2024

Din analiza regimurilor staționare cu N și N-1 elemente în funcțiune în zona Distribuție Oltenia a rezultat că sunt satisfăcute condițiile de încărcare a elementelor de rețea (Anexa B) și sunt satisfăcute condițiile de încadrare în limitele admisibile de tensiune (Anexa B).

În urma analizei regimurilor cu N elemente în funcțiune se observă că nu există supraîncărcări sau supratensiuni în RED sau RET pentru zona de rețea analizată.

Nr. Crt.	Element incarcat	Lim.Term. [MVA]	Incarcarea [%]
1	LEA 400kV XKO_TI11 - TANTARENI	1741.3	3.6
2	LEA 400kV TANTARENI - URECHEȘTI	1518.9	14.9
3	LEA 400kV TANTARENI - SLATINA	1518.9	16.1

4	LEA 400kV TANTARENI - RBRADU1	1518.9	11
5	LEA 400kV TANTARENI - SIBIU	1518.9	19.7
6	LEA 400kV TANTARENI - CET TURCENI	1518.9	16.2
7	LEA 400kV TANTARENI - CET TURCENI circ2	1518.9	16.2
8	LEA 400kV URECHESTI - P.D.F	1518.9	20
9	LEA 400kV URECHESTI - DOMNESTI	1518.9	17
10	LEA 400kV URECHESTI - CET ROVINARI	1518.9	29.5
11	LEA 400kV URECHESTI - CET ROVINARI circ2	1518.9	29.5
12	AT 400/220kV URECHESTI	400	37.5
13	TrafoGen CET ROVINARI	400	75.2
14	TrafoGen CET ROVINARI	400	75.2
15	TrafoGen CET ROVINARI	400	75.2
16	TrafoGen CET TURCENI	400	62.5
17	TrafoGen CET TURCENI	400	62.5
18	LEA 220kV URECHESTI - SARDANESTI	384.1	5.8
19	LEA 220kV URECHESTI - TGJIUNORD	384.1	44
20	AT 220/110kV URECHESTI	200	39.4
21	LEA 220kV CRAIOVAN2 - SARDANESTI	384.1	8.4
22	AT 220/110kV SARDANESTI	200	22.9
23	LEA 220kV TGJIUNORD - PAROSEN	384.1	44
24	LEA 110kV CRAIOVAN2 - STOINA	119.6	3.9
25	LEA 110kV POJARU - BARBATESTI	105	5.7
26	LEA 110kV BARBATESTI - TURBUREA	105	5.4
27	LEA 110kV BARBATESTI - STOINA	119.6	4.9
28	LEA 110kV CARBUNESTI - TGJIUNORD	120.1	18.8
29	LEA 110kV TGJIUNORD - CAUCIUC1	119.6	19.4
30	LEA 110kV TGJIUNORD - CAUCIUC2	119.6	18.4
31	LEA 110kV TGJIUNORD - RBIRSE52	119.6	14
32	TrafoGen TGJIUNORD	63	9.4
33	TrafoGen TGJIUNORD	63	9.4
34	LEA 110kV IUM - CAUCIUC2	119.6	18.4
35	LEA 110kV IUM - TGJIUSUD1	119.6	13.8
36	LEA 110kV CAUCIUC1 - TGJIUSUD2	119.6	18.1
37	LEA 110kV TGJIUSUD2 - BARSESTI	119.6	7.8
38	LEA 110kV TGJIUSUD2 - URECHESTI	119.6	38
39	LEA 110kV BARSESTI - ROGOJELU	119.6	8.2
40	LEA 110kV ROGOJELU - JILT	119.6	17
41	LEA 110kV ROGOJELU - URECHESTI	120.1	12.4
42	LEA 110kV ROGOJELU - URECHESTI circ2	120.1	12.4
43	LEA 110kV ROGOJELU - GODINESTI	138.2	68.3
44	LEA 110kV ROGOJELU - PINOASA	119.6	26.6
45	LEA 110kV JILT - SARDANESTI	119.6	9.1
46	LEA 110kV JILT - SARDANESTI circ2	119.6	9.1

47	LEA 110kV JILT - ROSIUTA	119.6	12.9
48	LEA 110kV GODINEȘTI - LUPOAIA	119.6	18.9
49	LEA 110kV GODINEȘTI - VALEAMARE	119.6	15
50	TrafoGen GODINEȘTI	63	88.2
51	TrafoGen GODINEȘTI	63	88.2
52	LEA 110kV LUPOAIA - MOTRU	119.6	12.5
53	LEA 110kV MOTRU - VALEAMARE	119.6	24.1
54	LEA 110kV MOTRU - STREHAIA	119.6	17.1
55	LEA 110kV MOTRU - HUSNICIOARA	119.6	6.9
56	LEA 110kV MOTRU - ROSIUTA	119.6	20.9
57	TrafoGen VALEAMARE	80	62.7
58	LEA 110kV FILIASI - TURBUREA	120.1	12.7
59	LEA 110kV SARDANEȘTI - PINOASA	119.6	26.4
60	LEA 110kV ALMAJ - MOFLEȘTI	119.6	1.8
61	LEA 110kV STOINA - MOFLEȘTI	119.6	2.4
62	LEA 400kV XPF_DJ11 - P.D.F	1518.9	2.5
63	LEA 400kV URECHEȘTI - P.D.F	1518.9	20
64	LEA 400kV P.D.F - SLATINA	1518.9	4.8
65	LEA 400kV P.D.F - RRESIT1	1741.3	30.4
66	AT 400/220kV RP.D.F2B	500	20.3
67	AT2 400/220kV RP.D.F2B	500	20.3
68	AT 400/220kV RP.D.F2A	500	20.3
69	LEA 220kV ROMARE2 - RP.D.F2A	417.7	16.9
70	LEA 220kV ROMARE2 - RCETAT21	417.7	9.9
71	AT 220/110kV ROMARE2	200	29.2
72	AT2 220/110kV ROMARE2	200	29.2
73	LEA 220kV RP.D.F2B - RP.D.F2A	333.4	8.3
74	LEA 220kV RP.D.F2B - RTR.SE22	417.7	4.4
75	LEA 220kV RP.D.F2B - RCETAT21	417.7	5.4
76	LEA 220kV RP.D.F2B - RRESIT2A	417.7	43.7
77	TrafoGen RP.D.F2B	216	48.1
78	TrafoGen RP.D.F2B	216	48.1
79	TrafoGen RP.D.F2B	216	48.1
80	TrafoGen RP.D.F2B	216	48.1
81	LEA 220kV RP.D.F2A - RTR.SE21	417.7	4.4
82	LEA 220kV RP.D.F2A - RRESIT2A circ2	417.7	43.7
83	TrafoGen RP.D.F2A	216	48.1
84	TrafoGen RP.D.F2A	216	48.1
85	AT 220/110kV RTR.SE21	200	9.6
86	AT 220/110kV RTR.SE22	200	9.7
87	LEA 110kV MOTRU - STREHAIA	119.6	17.1
88	LEA 110kV MOTRU - HUSNICIOARA	119.6	6.9
89	LEA 110kV STREHAIA - FILIASI	119.6	13.3

90	LEA 110kV FILIASI - ARMATURI	119.6	15
91	LEA 110kV CETATE2 - CUJMIR	119.6	10.2
92	LEA 110kV CETATE2 - GRUIA	119.6	16.9
93	LEA 110kV CUJMIR - GRUIA	119.6	13.9
94	LEA 110kV GRUIA - OSTROVUMARE	144	26.4
95	LEA 110kV OSTROVUMARE - BURILA	144	10
96	TrafoGen OSTROVUMARE	63	41.1
97	LEA 110kV BURILA - VANJUMARE	119.6	15
98	LEA 110kV BURILA - VANJUMARE circ2	119.6	15
99	TrafoGen BURILA	63	86.7
100	LEA 110kV ARMATURI - BANOVIȚA	119.6	15.5
101	LEA 110kV HUSNICIOARA - BANOVIȚA	119.6	7.9
102	LEA 110kV VANJUMARE - BANOVIȚA	139.5	27.8
103	LEA 110kV ROMARE52B - ROMARE51B	228.6	15.4
104	TrafoGen ROMARE52B	63	61.2
105	TrafoGen ROMARE52B	63	61.2
106	TrafoGen ROMARE51B	63	61.2
107	LEA 220kV ROMARE2 - RCETAT21	417.7	9.9
108	LEA 220kV RP.D.F2B - RCETAT21	417.7	5.4
109	LEA 220kV RCETAT21 - RCALAF2	417.7	2.1
110	AT 220/110kV RCETAT21	200	5
111	AT 220/110kV RCALAF2	200	4.3
112	LEA 220kV SLATINA - CRAIOVAN2	835.4	17.2
113	LEA 220kV GRADISTE - ISALNITA2	417.7	26.1
114	LEA 220kV CRAIOVAN1 - ISALNITA2	417.7	23.8
115	AT 220/110kV CRAIOVAN1	200	19.8
116	LEA 220kV CRAIOVAN1 - RTR. M2	417.7	25.5
117	LEA 220kV CRAIOVAN2 - ISALNITA2	417.7	23.9
118	LEA 220kV CRAIOVAN2 - SARDANESTI	384.1	8.4
119	AT 220/110kV ISALNITA1	200	12.7
120	TrafoGen ISALNITA2	400	80.2
121	LEA 110kV RTR.MA5B - RDABUL5	139.5	3.3
122	LEA 110kV RPOTEL5 - RDABUL5	120.1	2.6
123	LEA 110kV RDABUL5 - RBECHES	119.6	2.7
124	LEA 110kV RDABUL5 - RBECHES circ2	119.6	2.7
125	LEA 110kV RDABUL5 - ROCOLN5A	119.6	1.9
126	LEA 110kV ROCOLN5A - RAMARA5	119.6	2.5
127	LEA 110kV RAMARA5 - RCARACV5	119.6	4.7
128	LEA 110kV OLCIT - CRAIOVAEST	119.6	5.8
129	LEA 110kV CRAIOVAEST - DIF1	139.5	3.3
130	LEA 110kV CRAIOVAEST - SIMNIC2	116.4	12.5
131	LEA 110kV DIF1 - ELECTROPUTER	139.5	4.6
132	LEA 110kV DIF1 - SIMNIC2	138	4.5

133	LEA 110kV DIF1 - PODARI	119.6	10.1
134	LEA 110kV DIF1 - LEU	139.5	2.5
135	LEA 110kV DIF2 - ELECTROPETER	139.5	2.6
136	LEA 110kV DIF2 - CRAIOVAN1	139.5	14.5
137	LEA 110kV ELECTROPETER - CRAIOVASUD	119.6	4.8
138	LEA 110kV ELECTROPETER - CERNELE	119.6	3
139	LEA 110kV SIMNIC1 - CRAIOVAN1	116.4	31.7
140	LEA 110kV SIMNIC1 - CRAIOVAN1 circ2	116.4	31.7
141	LEA 110kV SIMNIC1 - CRAIOVITA	116.4	34.6
142	TrafoGen SIMNIC1	190	64
143	LEA 110kV SIMNIC2 - GHERCESTI	138	15
144	LEA 110kV GHERCESTI - CRAIOVAN2	139.5	14.8
145	LEA 110kV CRAIOVAN2 - FILIASI	119.6	7.3
146	LEA 110kV CRAIOVAN2 - STOINA	119.6	3.9
147	LEA 110kV CRAIOVITA - ISALNITA2	119.6	8.7
148	LEA 110kV CRAIOVITA - CRAIOVACENTR	121.9	9.7
149	LEA 110kV ISALNITA2 - CERNELE	119.6	11.5
150	LEA 110kV ISALNITA2 - ALMAJ	119.6	7.4
151	LEA 110kV ISALNITA2 - BAILESTI	119.6	24.8
152	LEA 110kV ISALNITA1 - CERNELE	119.6	3.3
153	LEA 110kV CERNELE - PREFABRICATE	119.6	11.5
154	LEA 110kV PREFABRICATE - CRAIOVASUD	119.6	1.2
155	LEA 110kV CRAIOVASUD - CRAIOVACENTR	119.6	10.1
156	LEA 110kV PODARI - SEGARCEA	119.6	6.3
157	LEA 110kV LEU - JIANCA	119.6	4.6
158	LEA 110kV STREHAIA - FILIASI	119.6	13.3
159	LEA 110kV FILIASI - TURBUREA	120.1	12.7
160	LEA 110kV FILIASI - ALMAJ	120.1	9.8
161	LEA 110kV FILIASI - ARMATURI	119.6	15
162	LEA 110kV ALMAJ - MOFLESTI	119.6	1.8
163	LEA 110kV BAILESTI - GALICEA	119.6	14
164	LEA 110kV BAILESTI - BASARABI2	119.6	8.1
165	LEA 110kV GALICEA - CETATE2	119.6	12.5
166	LEA 110kV CETATE2 - CUJMIR	119.6	10.2
167	LEA 110kV CETATE2 - GRUIA	119.6	16.9
168	LEA 110kV CETATE2 - BASARABI2	105	15.4
169	LEA 110kV BASARABI1 - CETATE1	105	1.3
170	LEA 110kV RCALAF5 - CETATE1	119.6	1

Analiza Regimurilor N-1, mai semnificative (cele din care rezulta încărcări mai mari de 45%Ilim), este prezentată în tabelul:

Nr. Crt.	Element deconectat	Element incarcat	Lim.Term. [MVA]	Incarcarea [%]
----------	--------------------	------------------	-----------------	----------------

1	LEA 220kV CRAIOVAN1 - RTR. M2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	138.2	70.8
2	LEA 220kV CRAIOVAN2 - SLATINA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	138.2	71
3	AT 400/220kV URECHEȘTI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	138.2	77.6
4	AT 220/110kV CRAIOVAN1	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	138.2	71.1
5	LEA 110kV ISALNITA2 - BAILEȘTI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	138.2	73
6	LEA 110kV JILT - ROSIUTA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	138.2	75.4
7	LEA 110kV GODINEȘTI - LUPOAIA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	138.2	77.2
8	LEA 110kV LUPOAIA - MOTRU	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	138.2	74.6
9	LEA 110kV MOTRU - VALEAMARE	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	138.2	77.2
10	LEA 110kV MOTRU - STREHAIA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	138.2	73.1
11	LEA 110kV MOTRU - ROSIUTA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	138.2	79.4
12	LEA 110kV STREHAIA - FILIASI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	138.2	72
13	LEA 110kV FILIASI - ARMATURI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	138.2	70.7
14	LEA 110kV GRUIA - OSTROVUMARE	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	138.2	74.4
15	LEA 110kV OSTROVUMARE - BURILA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	138.2	70.7
16	LEA 110kV ARMATURI - BANOVIȚA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	138.2	70.7

4.2.4 Etapa VDI 2029

Din analiza regimurilor staționare cu N și N-1 elemente în funcțiune în zona Distribuție Oltenia a rezultat că sunt satisfăcute condițiile de încărcare a elementelor de rețea (Anexa B) și sunt satisfăcute condițiile de încadrare în limitele admisibile de tensiune (Anexa B).

În urma analizei regimurilor cu N elemente în funcțiune se observă că nu există supraîncărcări sau supratensiuni în RED sau RET pentru zona de rețea analizată.

Nr. Crt.	Element incarcant	Lim.Term. [MVA]	Incarcarea [%]
1	LEA 400kV XKO_TI11 - TANTARENI	1741.3	6.3
2	LEA 400kV TANTARENI - URECHESTI	1518.9	15.3
3	LEA 400kV TANTARENI - SLATINA	1518.9	18.4
4	LEA 400kV TANTARENI - RAREF1	1518.9	6.2
5	LEA 400kV TANTARENI - RBRADU1	1518.9	9.7
6	LEA 400kV TANTARENI - CET TURCENI	1518.9	8.2
7	LEA 400kV TANTARENI - CET TURCENI circ2	1518.9	8.2
8	LEA 400kV URECHESTI - PDF	1518.9	16.9
9	LEA 400kV URECHESTI - RDOMNE1	1518.9	19.6
10	LEA 400kV URECHESTI - CET ROVINARI	1518.9	29.6
11	LEA 400kV URECHESTI - CET ROVINARI circ2	1518.9	29.6
12	AT 400/220kV URECHESTI	400	36.5
13	LEA 220kV URECHESTI - SARDANESTI	384.1	19.6
14	LEA 220kV URECHESTI - TGJIUNORD	384.1	17.7
15	AT 220/110kV URECHESTI	200	25.1
16	LEA 220kV CRAIOVAN2 - SARDANESTI	384.1	23.3
17	AT 220/110kV SARDANESTI	200	19
18	LEA 220kV TGJIUNORD - PAROSEN1	384.1	17.7
19	LEA 110kV CRAIOVAN2 - STOINA	119.6	2.8
20	LEA 110kV POJARU - BARBATESTI	105	6
21	LEA 110kV BARBATESTI - TURBUREA	105	8.8
22	LEA 110kV BARBATESTI - STOINA	119.6	4.1
23	LEA 110kV CARBUNESTI - TGJIUNORD	120.1	18.6
24	LEA 110kV TGJIUNORD - CAUCIUC1	119.6	17.8
25	LEA 110kV TGJIUNORD - CAUCIUC2	119.6	17.8
26	LEA 110kV TGJIUNORD - BARSESTI2	119.6	15.6
27	LEA 110kV IUM - CAUCIUC2	119.6	17.8
28	LEA 110kV IUM - TGJIUSUD1	119.6	12
29	LEA 110kV CAUCIUC1 - TGJIUSUD2	119.6	16.4
30	LEA 110kV TGJIUSUD2 - BARSESTI1	119.6	3.5
31	LEA 110kV TGJIUSUD2 - URECHESTI	119.6	29.7
32	LEA 110kV BARSESTI1 - ROGOJELU	119.6	12.4
33	LEA 110kV ROGOJELU - JILT	119.6	23.4
34	LEA 110kV ROGOJELU - URECHESTI	120.1	13.1

35	LEA 110kV ROGOJELU - URECHESTI circ2	120.1	13.1
36	LEA 110kV ROGOJELU - GODINESTI	138.2	53.1
37	LEA 110kV ROGOJELU - PINOASA	119.6	29.9
38	LEA 110kV JILT - SARDANESTI	119.6	7.5
39	LEA 110kV JILT - SARDANESTI circ2	119.6	7.5
40	LEA 110kV JILT - ROSIUTA	119.6	3.5
41	LEA 110kV GODINESTI - LUPOAIA	119.6	30.2
42	LEA 110kV GODINESTI - VALEAMARE	119.6	8.8
43	LEA 110kV LUPOAIA - MOTRU	119.6	24.1
44	LEA 110kV MOTRU - VALEAMARE	119.6	30.6
45	LEA 110kV MOTRU - STREHAIA	119.6	32.1
46	LEA 110kV MOTRU - HUSNICIOARA	119.6	6.6
47	LEA 110kV MOTRU - ROSIUTA	119.6	12.1
48	LEA 110kV FILIASI - TURBUREA	120.1	16.2
49	LEA 110kV SARDANESTI - PINOASA	119.6	29.8
50	LEA 110kV ALMAJ - MOFLESTI	119.6	1.3
51	LEA 110kV STOINA - MOFLESTI	119.6	3.6
52	LEA 400kV XPF_DJ11 - PDF	1518.9	5.7
53	LEA 400kV URECHESTI - PDF	1518.9	16.9
54	LEA 400kV PDF - SLATINA	1518.9	9.1
55	LEA 400kV PDF - RESITA	1741.3	38.3
56	AT 400/220kV RP.D.F2B	500	37.6
57	AT2 400/220kV RP.D.F2B	500	37.6
58	AT 400/220kV RP.D.F2A	500	37.6
59	LEA 220kV ROMARE2 - RP.D.F2A	417.7	27.7
60	LEA 220kV ROMARE2 - RCETAT21	417.7	14.5
61	AT 220/110kV ROMARE2	200	45.8
62	AT2 220/110kV ROMARE2	200	45.8
63	LEA 220kV RP.D.F2B - RP.D.F2A	333.4	4.4
64	LEA 220kV RP.D.F2B - RTR.SE22	417.7	4.6
65	LEA 220kV RP.D.F2B - RCETAT21	417.7	9.2
66	LEA 220kV RP.D.F2B - RRESIT2A	417.7	35.4
67	TrafoGen RP.D.F2B	216	54.9
68	TrafoGen RP.D.F2B	216	59.5
69	TrafoGen RP.D.F2B	216	59.5
70	TrafoGen RP.D.F2B	216	59.5
71	LEA 220kV RP.D.F2A - RTR.SE21	417.7	4.6
72	LEA 220kV RP.D.F2A - RRESIT2A circ2	417.7	35.4
73	TrafoGen RP.D.F2A	216	54.9
74	TrafoGen RP.D.F2A	216	59.5
75	AT 220/110kV RTR.SE21	200	10
76	AT 220/110kV RTR.SE22	200	10
77	LEA 110kV MOTRU - STREHAIA	119.6	32.1

78	LEA 110kV MOTRU - HUSNICIOARA	119.6	6.6
79	LEA 110kV STREHAIA - FILIASI	119.6	28
80	LEA 110kV FILIASI - ARMATURI	119.6	21.4
81	LEA 110kV CETATE2 - CUJMIR	119.6	12
82	LEA 110kV CETATE2 - GRUIA	119.6	19.7
83	LEA 110kV CUJMIR - GRUIA	119.6	16
84	LEA 110kV GRUIA - OSTROVUMARE	144	30.5
85	LEA 110kV OSTROVUMARE - BURILA	144	13.7
86	LEA 110kV BURILA - VANJUMARE	119.6	12.6
87	LEA 110kV BURILA - VANJUMARE circ2	119.6	12.6
88	LEA 110kV ARMATURI - BANOVIITA	119.6	21.7
89	LEA 110kV HUSNICIOARA - BANOVIITA	119.6	5.2
90	LEA 110kV VANJUMARE - BANOVIITA	139.5	22.8
91	LEA 110kV ROMARE52B - ROMARE51B	228.6	24.4
92	LEA 220kV ROMARE2 - RCETAT21	417.7	14.5
93	LEA 220kV RP.D.F2B - RCETAT21	417.7	9.2
94	LEA 220kV RCETAT21 - RCALAF2	417.7	2.2
95	AT 220/110kV RCETAT21	200	5.2
96	AT 220/110kV RCALAF2	200	4.4
97	LEA 220kV SLATINA - CRAIOVAN2	835.4	3.4
98	LEA 220kV GRADISTE - ISALNITA2	417.7	9.9
99	LEA 220kV CRAIOVAN1 - ISALNITA2	417.7	3
100	AT 220/110kV CRAIOVAN1	200	29.5
101	LEA 220kV CRAIOVAN1 - RTR. M2	417.7	20.6
102	LEA 220kV CRAIOVAN2 - ISALNITA2	417.7	2.4
103	LEA 220kV CRAIOVAN2 - SARDANESTI	384.1	23.3
104	AT 220/110kV ISALNITA1	200	17.8
105	LEA 110kV RTR.MA5B - RDABUL5	139.5	2.1
106	LEA 110kV RPOTEL5 - RDABUL5	120.1	2.3
107	LEA 110kV RDABUL5 - RBECH5	119.6	9.2
108	LEA 110kV RDABUL5 - RBECH5 circ2	119.6	9.2
109	LEA 110kV RDABUL5 - ROCOLN5A	119.6	14.1
110	LEA 110kV ROCOLN5A - RAMARA5	119.6	13.7
111	LEA 110kV RAMARA5 - RCARACV5	119.6	10.8
112	LEA 110kV OLCIT - CRAIOVAEST	119.6	6.2
113	LEA 110kV CRAIOVAEST - DIF1	139.5	5.6
114	LEA 110kV CRAIOVAEST - SIMNIC2	116.4	11
115	LEA 110kV DIF1 - ELECTROPUTER	139.5	2.2
116	LEA 110kV DIF1 - SIMNIC2	138	3
117	LEA 110kV DIF1 - PODARI	119.6	10.8
118	LEA 110kV DIF1 - LEU	139.5	2.5
119	LEA 110kV DIF2 - ELECTROPUTER	139.5	9.1
120	LEA 110kV DIF2 - CRAIOVAN1	139.5	11.2

121	LEA 110kV ELECTROPUTER - CRAIOVASUD	119.6	2
122	LEA 110kV ELECTROPUTER - CERNELE	119.6	10.7
123	LEA 110kV SIMNIC1 - CRAIOVAN1	116.4	8.4
124	LEA 110kV SIMNIC1 - CRAIOVAN1 circ2	116.4	8.4
125	LEA 110kV SIMNIC1 - CRAIOVITA	116.4	16.8
126	LEA 110kV SIMNIC2 - GHERCESTI	138	12.2
127	LEA 110kV GHERCESTI - CRAIOVAN2	139.5	12.3
128	LEA 110kV CRAIOVAN2 - FILIASI	119.6	16.6
129	LEA 110kV CRAIOVAN2 - STOINA	119.6	2.8
130	LEA 110kV CRAIOVITA - ISALNITA2	119.6	24.4
131	LEA 110kV CRAIOVITA - CRAIOVACENTR	121.9	5.6
132	LEA 110kV ISALNITA2 - CERNELE	119.6	20.7
133	LEA 110kV ISALNITA2 - ALMAJ	119.6	10.8
134	LEA 110kV ISALNITA2 - BAILESTI	119.6	28.2
135	LEA 110kV ISALNITA1 - CERNELE	119.6	11.1
136	LEA 110kV CERNELE - PREFABRICATE	119.6	20.8
137	LEA 110kV PREFABRICATE - CRAIOVASUD	119.6	9
138	LEA 110kV CRAIOVASUD - CRAIOVACENTR	119.6	6.1
139	LEA 110kV PODARI - SEGARCEA	119.6	6.8
140	LEA 110kV LEU - JIANCA	119.6	5
141	LEA 110kV STREHAIA - FILIASI	119.6	28
142	LEA 110kV FILIASI - TURBUREA	120.1	16.2
143	LEA 110kV FILIASI - ALMAJ	120.1	15.9
144	LEA 110kV FILIASI - ARMATURI	119.6	21.4
145	LEA 110kV ALMAJ - MOFLESTI	119.6	1.3
146	LEA 110kV BAILESTI - GALICEA	119.6	16.5
147	LEA 110kV BAILESTI - BASARABI2	119.6	9.8
148	LEA 110kV GALICEA - CETATE2	119.6	15
149	LEA 110kV CETATE2 - CUJMIR	119.6	12
150	LEA 110kV CETATE2 - GRUIA	119.6	19.7
151	LEA 110kV CETATE2 - BASARABI2	105	18
152	LEA 110kV BASARABI1 - CETATE1	105	1.3
153	LEA 110kV RCALAF5 - CETATE1	119.6	1.1

Analiza Regimurilor N-1, mai semnificative (cele din care rezulta încărcări mai mari de 45%Ilim), este prezentată în tabelul:

Nr. Crt.	Element deconectat	Element incarcat	Lim.Term. [MVA]	Incarcarea [%]
1	AT 400/220kV URECHESTI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINESTI	138.2	62
2	AT 220/110kV ROMARE2	AT2 220/110kV ROMARE2	200	91.5
3	AT2 220/110kV ROMARE2	AT 220/110kV ROMARE2	200	91.5
4	LEA 110kV ROGOJELU - GODINESTI	LEA 110kV GODINESTI - LUPOAIA	119.6	68.4

		LEA 110kV LUPOAIA - MOTRU	119.6	63
5	LEA 110kV GODINEȘTI - LUPOAIA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	138.2	68
6	LEA 110kV LUPOAIA - MOTRU	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	138.2	65.3
7	LEA 110kV MOTRU - VALEAMARE	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	138.2	64.4
8	LEA 110kV MOTRU - STREHAIA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	138.2	62
9	LEA 110kV STREHAIA - FILIASI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	138.2	60.9
10	LEA 110kV GRUIA - OSTROVUMARE	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	138.2	60.3

5. Analiza regimurilor de dimensionare

5.1 Varianta 1– Racord în LEA 20kV cu evacuare în stația 110/20 kV Carbonești (anexa C)

5.1.1 Etapa VDV 2024

Din analiza regimurilor staționare cu N și N-1 elemente în funcțiune în zona analizată a rezultat că sunt satisfăcute condițiile de încărcare a elementelor de rețea (Anexa C) și sunt satisfăcute condițiile de încadrare în limitele admisibile de tensiune (Anexa C).

În urma analizei regimurilor cu N elemente în funcțiune se observă că nu există supraîncărcări sau supratensiuni în RED sau RET pentru zona de rețea analizată.

Nr. Crt.	Element incarcant	Lim.Term. [MVA]	Incarcarea [%]
1	LEA 400kV XKO_TI11 - TANTARENI	1188.5	13
2	LEA 400kV TANTARENI - URECHEȘTI	1036.7	23.5
3	LEA 400kV TANTARENI - SLATINA	1036.7	23.4
4	LEA 400kV TANTARENI - RBRADU1	1036.7	25.1
5	LEA 400kV TANTARENI - SIBIU	1036.7	27.8
6	LEA 400kV TANTARENI - CET TURCENI	1036.7	24
7	LEA 400kV TANTARENI - CET TURCENI circ2	1036.7	24
8	LEA 400kV URECHEȘTI - P.D.F	1036.7	27.7
9	LEA 400kV URECHEȘTI - DOMNEȘTI	1036.7	33.2
10	LEA 400kV URECHEȘTI - CET ROVINARI	1036.7	43.4
11	LEA 400kV URECHEȘTI - CET ROVINARI circ2	1036.7	43.4
12	AT 400/220kV URECHEȘTI	400	27.8
13	TrafoGen CET ROVINARI	400	75.1
14	TrafoGen CET ROVINARI	400	75.1
15	TrafoGen CET ROVINARI	400	75.1

16	TrafoGen CET TURCENI	400	62.5
17	TrafoGen CET TURCENI	400	62.5
18	LEA 220kV URECHESTI - SARDANESTI	262.2	9.9
19	LEA 220kV URECHESTI - TGJIUNORD	262.2	50.5
20	AT 220/110kV URECHESTI	200	44.1
21	LEA 220kV CRAIOVAN2 - SARDANESTI	262.2	14.4
22	AT 220/110kV SARDANESTI	200	24.5
23	LEA 220kV TGJIUNORD - PAROSEN	262.2	50.5
24	LEA 110kV CRAIOVAN2 - STOINA	81.6	5
25	LEA 110kV POJARU - BARBATESTI	71.7	5
26	LEA 110kV BARBATESTI - TURBUREA	71.7	6.6
27	LEA 110kV BARBATESTI - STOINA	81.6	5.6
28	LEA 110kV CARBUNESTI - TGJIUNORD	82	41.7
29	LEA 110kV TGJIUNORD - CAUCIUC1	81.6	35
30	LEA 110kV TGJIUNORD - CAUCIUC2	81.6	31.5
31	LEA 110kV TGJIUNORD - RBIRSE52	81.6	26.7
32	TrafoGen TGJIUNORD	63	9.4
33	TrafoGen TGJIUNORD	63	9.4
34	LEA 110kV IUM - CAUCIUC2	81.6	31.5
35	LEA 110kV IUM - TGJIUSUD1	81.6	25.7
36	LEA 110kV CAUCIUC1 - TGJIUSUD2	81.6	32.4
37	LEA 110kV TGJIUSUD2 - BARSESTI	81.6	12.9
38	LEA 110kV TGJIUSUD2 - URECHESTI	81.6	68.2
39	LEA 110kV BARSESTI - ROGOJELU	81.6	16.2
40	LEA 110kV ROGOJELU - JILT	81.6	25
41	LEA 110kV ROGOJELU - URECHESTI	82	18.6
42	LEA 110kV ROGOJELU - URECHESTI circ2	82	18.6
43	LEA 110kV ROGOJELU - GODINESTI	94.3	95.1
44	LEA 110kV ROGOJELU - PINOASA	81.6	39.4
45	LEA 110kV JILT - SARDANESTI	81.6	13.4
46	LEA 110kV JILT - SARDANESTI circ2	81.6	13.4
47	LEA 110kV JILT - ROSIUTA	81.6	11.3
48	LEA 110kV GODINESTI - LUPOAIA	81.6	33.9
49	LEA 110kV GODINESTI - VALEAMARE	81.6	19.9
50	TrafoGen GODINESTI	63	88.2
51	TrafoGen GODINESTI	63	88.2
52	LEA 110kV LUPOAIA - MOTRU	81.6	26.5
53	LEA 110kV MOTRU - VALEAMARE	81.6	39.1
54	LEA 110kV MOTRU - STREHAIA	81.6	25.6
55	LEA 110kV MOTRU - HUSNICIOARA	81.6	9.8
56	LEA 110kV MOTRU - ROSIUTA	81.6	30
57	TrafoGen VALEAMARE	80	62.7
58	LEA 110kV FILIASI - TURBUREA	82	17.3

59	LEA 110kV SARDANESTI - PINOASA	81.6	39.1
60	LEA 110kV ALMAJ - MOFLESTI	81.6	2.4
61	LEA 110kV STOINA - MOFLESTI	81.6	3.2
62	LEA 400kV XPF_DJ11 - P.D.F	1036.7	24.1
63	LEA 400kV URECHESTI - P.D.F	1036.7	27.7
64	LEA 400kV P.D.F - SLATINA	1036.7	14.4
65	LEA 400kV P.D.F - RRESIT1	1188.5	41.1
66	AT 400/220kV P.D.F2	500	23.9
67	AT2 400/220kV P.D.F2	500	23.9
68	AT 400/220kV P.D.F1	500	23.9
69	LEA 220kV ROMARE2 - P.D.F1	285.1	25.4
70	LEA 220kV ROMARE2 - RCETAT21	285.1	13.5
71	AT 220/110kV ROMARE2	200	29.2
72	AT2 220/110kV ROMARE2	200	29.2
73	LEA 220kV P.D.F2 - RTR.SE22	285.1	6.8
74	LEA 220kV P.D.F2 - RCETAT21	285.1	9
75	LEA 220kV P.D.F2 - RRESIT2A	285.1	56.6
76	TrafoGen P.D.F2	216	47.8
77	TrafoGen P.D.F2	216	47.8
78	TrafoGen P.D.F2	216	47.8
79	TrafoGen P.D.F2	216	47.8
80	LEA 220kV P.D.F1 - RTR.SE21	285.1	6.8
81	LEA 220kV P.D.F1 - RRESIT2A circ2	285.1	56.6
82	TrafoGen P.D.F1	216	47.8
83	TrafoGen P.D.F1	216	47.8
84	AT 220/110kV RTR.SE21	200	10.3
85	AT 220/110kV RTR.SE22	200	10.3
86	LEA 110kV MOTRU - STREHAIA	81.6	25.6
87	LEA 110kV MOTRU - HUSNICIOARA	81.6	9.8
88	LEA 110kV STREHAIA - FILIASI	81.6	21.7
89	LEA 110kV FILIASI - ARMATURI	81.6	20
90	LEA 110kV CETATE2 - CUJMIR	81.6	14.4
91	LEA 110kV CETATE2 - GRUIA	81.6	22.8
92	LEA 110kV CUJMIR - GRUIA	81.6	18
93	LEA 110kV GRUIA - OSTROVUMARE	98.3	34.6
94	LEA 110kV OSTROVUMARE - BURILA	98.3	12.4
95	TrafoGen OSTROVUMARE	63	42.1
96	LEA 110kV BURILA - VANJUMARE	81.6	25.1
97	LEA 110kV BURILA - VANJUMARE circ2	81.6	25.1
98	TrafoGen BURILA	63	85.9
99	LEA 110kV ARMATURI - BANOVITA	81.6	21
100	LEA 110kV HUSNICIOARA - BANOVITA	81.6	9.1
101	LEA 110kV VANJUMARE - BANOVITA	95.2	45.7

102	LEA 110kV CETDROBETA - BANOVITA	108.9	16.1
103	LEA 110kV RTR.S.5 - RTOPE51	81.6	1.4
104	LEA 110kV ROMARE52B - ROMARE51B	228.6	15.3
105	TrafoGen ROMARE52B	63	61.1
106	TrafoGen ROMARE52B	63	61.1
107	TrafoGen ROMARE51B	63	61.1
108	LEA 220kV ROMARE2 - RCETAT21	285.1	13.5
109	LEA 220kV P.D.F2 - RCETAT21	285.1	9
110	LEA 220kV RCETAT21 - RCALAF2	285.1	2.1
111	AT 220/110kV RCETAT21	200	3.1
112	AT 220/110kV RCALAF2	200	2.9
113	LEA 220kV SLATINA - CRAIOVAN2	570.2	33.9
114	LEA 220kV GRADISTE - ISALNITA2	285.1	24.2
115	LEA 220kV CRAIOVAN1 - ISALNITA2	285.1	41.3
116	AT 220/110kV CRAIOVAN1	200	23.8
117	LEA 220kV CRAIOVAN1 - RTR. M2	285.1	40.7
118	LEA 220kV CRAIOVAN2 - ISALNITA2 circ2	451	28.3
119	LEA 220kV CRAIOVAN2 - SARDANESTI	262.2	14.4
120	AT 220/110kV ISALNITA1	200	15.3
121	TrafoGen ISALNITA2	400	80.2
122	LEA 110kV RTR.MA5B - RDABUL5	95.2	4.4
123	LEA 110kV RPOTEL5 - RDABUL5	82	6.2
124	LEA 110kV RDABUL5 - RBECH5	81.6	3.9
125	LEA 110kV RDABUL5 - RBECH5 circ2	81.6	3.9
126	LEA 110kV RDABUL5 - ROCOLN5A	81.6	1.9
127	LEA 110kV ROCOLN5A - RAMARA5	81.6	2.2
128	LEA 110kV RAMARA5 - RCARACV5	81.6	3.8
129	LEA 110kV OLCIT - CRAIOVAEST	81.6	22.6
130	LEA 110kV CRAIOVAEST - DIF1	95.2	18
131	LEA 110kV CRAIOVAEST - SIMNIC2	79.5	25.5
132	LEA 110kV DIF1 - ELECTROPUTER	95.2	3.2
133	LEA 110kV DIF1 - SIMNIC2	94.2	4.8
134	LEA 110kV DIF1 - PODARI	81.6	16.4
135	LEA 110kV DIF1 - LEU	95.2	6.2
136	LEA 110kV DIF2 - ELECTROPUTER	95.2	6
137	LEA 110kV DIF2 - CRAIOVAN1	95.2	24.3
138	LEA 110kV ELECTROPUTER - CRAIOVASUD	81.6	3.8
139	LEA 110kV ELECTROPUTER - CERNELE	81.6	7
140	LEA 110kV SIMNIC1 - CRAIOVAN1	79.5	50.5
141	LEA 110kV SIMNIC1 - CRAIOVAN1 circ2	79.5	50.5
142	LEA 110kV SIMNIC1 - CRAIOVITA	79.5	46.9
143	TrafoGen SIMNIC1	190	64
144	LEA 110kV SIMNIC2 - GHERCESTI	94.2	25.9

145	LEA 110kV GHERCEȘTI - CRAIOVAN2	95.2	28.8
146	LEA 110kV CRAIOVAN2 - FILIASI	81.6	12.4
147	LEA 110kV CRAIOVAN2 - STOINA	81.6	5
148	LEA 110kV CRAIOVITA - ISALNITA2	81.6	13.5
149	LEA 110kV CRAIOVITA - CRAIOVACENTR	121.9	12.6
150	LEA 110kV ISALNITA2 - CERNELE	81.6	17.3
151	LEA 110kV ISALNITA2 - ALMAJ	81.6	13
152	LEA 110kV ISALNITA2 - BAILEȘTI	81.6	41.1
153	LEA 110kV ISALNITA1 - CERNELE	81.6	10.5
154	LEA 110kV CERNELE - PREFABRICATE	81.6	17.4
155	LEA 110kV PREFABRICATE - CRAIOVASUD	81.6	3.4
156	LEA 110kV CRAIOVASUD - CRAIOVACENTR	81.6	19.1
157	LEA 110kV PODARI - SEGARCEA	81.6	11.5
158	LEA 110kV LEU - JIANCA	81.6	6.1
159	LEA 110kV SEGARCEA - HOREZU	81.6	2.6
160	LEA 110kV STREHAIA - FILIASI	81.6	21.7
161	LEA 110kV FILIASI - TURBUREA	82	17.3
162	LEA 110kV FILIASI - ALMAJ	82	14.7
163	LEA 110kV FILIASI - ARMATURI	81.6	20
164	LEA 110kV ALMAJ - MOFLEȘTI	81.6	2.4
165	LEA 110kV BAILEȘTI - GALICEA	81.6	20.7
166	LEA 110kV BAILEȘTI - BASARABI2	81.6	11.3
167	LEA 110kV GALICEA - CETATE2	81.6	16.6
168	LEA 110kV CETATE2 - CUJMIR	81.6	14.4
169	LEA 110kV CETATE2 - GRUIA	81.6	22.8
170	LEA 110kV CETATE2 - BASARABI2	71.7	21.7
171	LEA 110kV BASARABI1 - RCALAF5	81.6	1.4
172	LEA 110kV BASARABI1 - CETATE1	71.7	1.6
173	LEA 110kV RCALAF5 - CETATE1	81.6	1.5

Analiza Regimurilor N-1, mai semnificative (cele din care rezulta încărcări mai mari de 45%I_{lim}), este prezentată în tabelul:

Nr. Crt.	Element deconectat	Element incarcat	Lim.Term. [MVA]	Incarcarea [%]
2	LEA 400kV TANTARENI - SLATINA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	91.1
3	LEA 400kV TANTARENI - RBRADU1	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.1
4	LEA 400kV TANTARENI - SIBIU	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	96.3
5	LEA 400kV URECHEȘTI - DOMNEȘTI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	91.6
6	LEA 400kV P.D.F - SLATINA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	94.1
7	LEA 400kV P.D.F - RRESIT1	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.6

8	LEA 400kV TANTARENI - XKO_TI11	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.5
9	LEA 400kV P.D.F - XPF_DJ11	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.6
10	LEA 220kV P.D.F2 - RRESIT2A	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.3
11	LEA 220kV P.D.F1 - RRESIT2A circ2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.3
12	LEA 220kV CRAIOVAN1 - RTR. M2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	99.2
13	LEA 220kV CRAIOVAN2 - SLATINA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	103.1
14	LEA 220kV ISALNITA2 - GRADISTE	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	96.6
15	LEA 220kV TGJIUNORD - PAROȘENI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	90.3
16	LEA 110kV RDABUL5 - RTR.MA5B	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.1
17	LEA 110kV RDABUL5 - RPOTEL5	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.1
18	LEA 110kV RAMARA5 - RCARACV5	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.1
19	LEA 110kV RTR.S.5 - RTOPL51	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.1
20	AT 400/220kV URECHEȘTI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	103.4
21	AT 400/220kV P.D.F	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.1
22	AT2 400/220kV P.D.F	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.1
23	AT 400/220kV P.D.F	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.1
24	AT 220/110kV ROMARE2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.1
25	AT2 220/110kV ROMARE2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.1
26	AT 220/110kV RTR.SE21	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.1
27	AT 220/110kV RTR.SE22	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.1
28	AT 220/110kV RCETAT21	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.1
29	AT 220/110kV RCALAF2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.1
30	AT 220/110kV CRAIOVAN1	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	100.1
31	AT 220/110kV ISALNITA1	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.9
32	AT 220/110kV SARDANEȘTI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.5
33	LEA 400kV TANTARENI - URECHEȘTI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	91.3
34	LEA 400kV TANTARENI - CET TURCENI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.1
35	LEA 400kV TANTARENI - CET TURCENI circ2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.1
36	LEA 400kV URECHEȘTI - P.D.F	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	92.7
37	LEA 400kV URECHEȘTI - CET ROVINARI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.2
38	LEA 400kV URECHEȘTI - CET ROVINARI circ2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.2

39	LEA 220kV ROMARE2 - P.D.F1	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.1
40	LEA 220kV ROMARE2 - RCETAT21	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.1
41	LEA 220kV URECHEȘTI - SARDANEȘTI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.1
42	LEA 220kV URECHEȘTI - TGJIUNORD	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	90.3
43	LEA 220kV P.D.F2 - RTR.SE22	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.1
44	LEA 220kV P.D.F2 - RCETAT21	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.1
45	LEA 220kV P.D.F1 - RTR.SE21	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.1
46	LEA 220kV RCETAT21 - RCALAF2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.1
47	LEA 220kV CRAIOVAN1 - ISALNITA2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.5
48	LEA 220kV CRAIOVAN2 - ISALNITA2 circ2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.6
49	LEA 220kV CRAIOVAN2 - SARDANEȘTI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	91.8
50	LEA 110kV RDABUL5 - RBECHES	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.1
51	LEA 110kV RDABUL5 - RBECHES circ2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.1
52	LEA 110kV RDABUL5 - ROCOLN5A	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.1
53	LEA 110kV ROCOLN5A - RAMARA5	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.1
54	LEA 110kV OLCIT - CRAIOVAEST	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.1
55	LEA 110kV CRAIOVAEST - DIF1	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.2
56	LEA 110kV CRAIOVAEST - SIMNIC2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.1
57	LEA 110kV DIF1 - ELECTROPUTER	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.1
58	LEA 110kV DIF1 - SIMNIC2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.1
59	LEA 110kV DIF1 - PODARI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	96.5
60	LEA 110kV DIF1 - LEU	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	94.8
61	LEA 110kV DIF2 - ELECTROPUTER	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.2
62	LEA 110kV DIF2 - CRAIOVAN1	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95
63	LEA 110kV ELECTROPUTER - CRAIOVASUD	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.1
64	LEA 110kV ELECTROPUTER - CERNELE	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.1
65	LEA 110kV SIMNIC1 - CRAIOVAN1	LEA 110kV SIMNIC1 - CRAIOVAN1 circ2	79.5	95.4
		LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.2

66	LEA 110kV SIMNIC1 - CRAIOVAN1 circ2	LEA 110kV SIMNIC1 - CRAIOVAN1	79.5	95.4
		LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.2
67	LEA 110kV SIMNIC1 - CRAIOVITA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	94.8
68	LEA 110kV SIMNIC2 - GHERCEȘTI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95
69	LEA 110kV GHERCEȘTI - CRAIOVAN2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95
70	LEA 110kV CRAIOVAN2 - FILIASI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	96.2
71	LEA 110kV CRAIOVAN2 - STOINA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.1
72	LEA 110kV CRAIOVITA - ISALNITA2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.2
73	LEA 110kV CRAIOVITA - CRAIOVACENTR	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.1
74	LEA 110kV ISALNITA2 - CERNELE	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.2
75	LEA 110kV ISALNITA2 - ALMAJ	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	96
76	LEA 110kV ISALNITA2 - BAILEȘTI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	103.1
77	LEA 110kV ISALNITA1 - CERNELE	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.2
78	LEA 110kV CERNELE - PREFABRICATE	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.2
79	LEA 110kV PREFABRICATE - CRAIOVASUD	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.2
80	LEA 110kV CRAIOVASUD - CRAIOVACENTR	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.1
81	LEA 110kV PODARI - SEGARCEA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	96.1
82	LEA 110kV LEU - JIANCA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.7
83	LEA 110kV SEGARCEA - HOREZU	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.3
84	LEA 110kV POJARU - BARBATEȘTI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.7
85	LEA 110kV BARBATEȘTI - TURBUREA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.5
86	LEA 110kV BARBATEȘTI - STOINA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95
87	LEA 110kV CARBUNESTI - TGJIUNORD	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	99.2
88	LEA 110kV TGJIUNORD - CAUCIUC1	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.1

89	LEA 110kV TGJIUNORD - CAUCIUC2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.1
90	LEA 110kV TGJIUNORD - RBIRSE52	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.3
91	LEA 110kV IUM - CAUCIUC2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.1
92	LEA 110kV IUM - TGJIUSUD1	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.1
93	LEA 110kV CAUCIUC1 - TGJIUSUD2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.1
94	LEA 110kV TGJIUSUD2 - BARSEȘTI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.1
95	LEA 110kV TGJIUSUD2 - URECHEȘTI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	93.8
96	LEA 110kV BARSEȘTI - ROGOJELU	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.6
97	LEA 110kV ROGOJELU - URECHEȘTI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	94.8
98	LEA 110kV ROGOJELU - URECHEȘTI circ2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	94.8
99	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	LEA 110kV GODINEȘTI - LUPOAIA	81.6	102.1
		LEA 110kV LUPOAIA - MOTRU	81.6	95.7
		LEA 110kV MOTRU - ROSIUTA	81.6	91.3
100	LEA 110kV JILT - SARDANEȘTI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.6
101	LEA 110kV JILT - SARDANEȘTI circ2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.6
102	LEA 110kV JILT - ROSIUTA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.8
103	LEA 110kV GODINEȘTI - LUPOAIA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	110.5
104	LEA 110kV LUPOAIA - MOTRU	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	107.4
105	LEA 110kV MOTRU - VALEAMARE	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	109.2
106	LEA 110kV MOTRU - STREHAIA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	102.3
107	LEA 110kV MOTRU - HUSNICIOARA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	94.8
108	LEA 110kV MOTRU - ROSIUTA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	111.1
109	LEA 110kV STREHAIA - FILIASI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	101.3
110	LEA 110kV FILIASI - TURBUREA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	96.2
111	LEA 110kV FILIASI - ALMAJ	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	96.5
112	LEA 110kV FILIASI - ARMATURI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	98.2
113	LEA 110kV ALMAJ - MOFLEȘTI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.1
114	LEA 110kV BAILEȘTI - GALICEA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.8
115	LEA 110kV BAILEȘTI - BASARABI2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.5
116	LEA 110kV GALICEA - CETATE2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.6

117	LEA 110kV CETATE2 - CUJMIR	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.4
118	LEA 110kV CETATE2 - GRUIA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.8
119	LEA 110kV CETATE2 - BASARABI2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.6
120	LEA 110kV BASARABI1 - RCALAF5	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.1
121	LEA 110kV BASARABI1 - CETATE1	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.1
122	LEA 110kV RCALAF5 - CETATE1	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.1
123	LEA 110kV CUJMIR - GRUIA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.5
124	LEA 110kV GRUIA - OSTROVUMARE	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	103.1
125	LEA 110kV OSTROVUMARE - BURILA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.8
126	LEA 110kV BURILA - VANJUMARE	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	94.6
127	LEA 110kV BURILA - VANJUMARE circ2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	94.6
128	LEA 110kV ARMATURI - BANOVIȚA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	98.3
129	LEA 110kV HUSNICIOARA - BANOVIȚA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	93.3
130	LEA 110kV VANJUMARE - BANOVIȚA	LEA 110kV ISALNITA2 - BAILEȘTI	81.6	94.1
131	LEA 110kV RBANOV51 - RTR.S.5	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.1
132	LEA 110kV RBANOV51 - RTR.S.5 circ2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.1
133	LEA 110kV RBANOV51 - RDROBE5A	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.1
134	LEA 110kV CETDROBETA - BANOVIȚA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	99.4
135	LEA 110kV RTR.S.5 - RDROBE5B	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.1
136	LEA 110kV RTR.S.5 - RDROBE5B circ2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.1
137	LEA 110kV ROMARE52B - ROMARE51B	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.1
138	LEA 110kV STOINA - MOFLEȘTI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.1

Liniile care se supraîncarcă sunt:

LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI

LEA 110kV GODINEȘTI - LUPOAIA

5.1.2 Etapa VDV 2029

Din analiza regimurilor staționare cu N și N-1 elemente în funcțiune în zona analizată a rezultat că sunt satisfăcute condițiile de încărcare a elementelor de rețea (Anexa C) și sunt satisfăcute condițiile de încadrare în limitele admisibile de tensiune (Anexa C).

În urma analizei regimurilor cu N elemente în funcțiune se observă că nu există supraîncărcări sau supratensiuni în RED sau RET pentru zona de rețea analizată.

Nr. Crt.	Element incarcant	Lim.Term. [MVA]	Incarcarea [%]
1	LEA 400kV XKO_TI11 - TANTARENI	1188.5	10.4
2	LEA 400kV TANTARENI - URECHESTI	1036.7	16.6
3	LEA 400kV TANTARENI - SLATINA	1036.7	26.6
4	LEA 400kV TANTARENI - RAREF1	1036.7	20.2
5	LEA 400kV TANTARENI - RBRADU1	1036.7	23.2
6	LEA 400kV TANTARENI - CET TURCENI	1036.7	23.8
7	LEA 400kV TANTARENI - CET TURCENI circ2	1036.7	23.8
8	LEA 400kV URECHESTI - PDF	1036.7	30.5
9	LEA 400kV URECHESTI - RDOMNE1	1036.7	32.3
10	LEA 400kV URECHESTI - CET ROVINARI	1036.7	43.2
11	LEA 400kV URECHESTI - CET ROVINARI circ2	1036.7	43.2
12	AT 400/220kV URECHESTI	400	34.2
13	TrafoGen CET ROVINARI	400	75.2
14	TrafoGen CET ROVINARI	400	75.2
15	TrafoGen CET ROVINARI	400	75.2
16	TrafoGen CET TURCENI	400	62.5
17	TrafoGen CET TURCENI	400	62.5
18	LEA 220kV URECHESTI - SARDANESTI	262.2	15.4
19	LEA 220kV URECHESTI - TGJIUNORD	262.2	64.7
20	AT 220/110kV URECHESTI	200	47.4
21	LEA 220kV CRAIOVAN2 - SARDANESTI	262.2	9.8
22	AT 220/110kV SARDANESTI	200	22.9
23	LEA 220kV TGJIUNORD - PAROSEN1	262.2	64.6
24	LEA 110kV CRAIOVAN2 - STOINA	81.6	3.9
25	LEA 110kV POJARU - BARBATESTI	71.7	5.1
26	LEA 110kV BARBATESTI - TURBUREA	71.7	7.1
27	LEA 110kV BARBATESTI - STOINA	81.6	5.1
28	LEA 110kV CARBUNESTI - TGJIUNORD	82	41.4
29	LEA 110kV TGJIUNORD - CAUCIUC1	81.6	34.8
30	LEA 110kV TGJIUNORD - CAUCIUC2	81.6	31.4
31	LEA 110kV TGJIUNORD - BARSESTI2	81.6	26.2
32	TrafoGen TGJIUNORD	63	9.4
33	TrafoGen TGJIUNORD	63	9.4
34	LEA 110kV IUM - CAUCIUC2	81.6	31.3

35	LEA 110kV IUM - TGJIUSUD1	81.6	25.4
36	LEA 110kV CAUCIUC1 - TGJIUSUD2	81.6	32.1
37	LEA 110kV TGJIUSUD2 - BARSESTI1	81.6	12.3
38	LEA 110kV TGJIUSUD2 - URECHESTI	81.6	67.2
39	LEA 110kV BARSESTI1 - ROGOJELU	81.6	15.4
40	LEA 110kV ROGOJELU - JILT	81.6	23.7
41	LEA 110kV ROGOJELU - URECHESTI	82	23.2
42	LEA 110kV ROGOJELU - URECHESTI circ2	82	23.2
43	LEA 110kV ROGOJELU - GODINESTI	94.3	97.8
44	LEA 110kV ROGOJELU - PINOASA	81.6	36.4
45	LEA 110kV JILT - SARDANESTI	81.6	13.5
46	LEA 110kV JILT - SARDANESTI circ2	81.6	13.5
47	LEA 110kV JILT - ROSIUTA	81.6	13.8
48	LEA 110kV GODINESTI - LUPOAIA	81.6	33.6
49	LEA 110kV GODINESTI - VALEAMARE	81.6	22.1
50	TrafoGen GODINESTI	63	88.2
51	TrafoGen GODINESTI	63	88.2
52	LEA 110kV LUPOAIA - MOTRU	81.6	25.9
53	LEA 110kV MOTRU - VALEAMARE	81.6	38.4
54	LEA 110kV MOTRU - STREHAIA	81.6	22.7
55	LEA 110kV MOTRU - HUSNICIOARA	81.6	11.6
56	LEA 110kV MOTRU - ROSIUTA	81.6	31
57	TrafoGen VALEAMARE	80	62.5
58	LEA 110kV FILIASI - TURBUREA	82	15
59	LEA 110kV SARDANESTI - PINOASA	81.6	36.1
60	LEA 110kV ALMAJ - MOFLESTI	81.6	1
61	LEA 110kV STOINA - MOFLESTI	81.6	2.6
62	LEA 400kV XPF_DJ11 - PDF	1518.9	15.1
63	LEA 400kV URECHESTI - PDF	1036.7	30.5
64	LEA 400kV PDF - SLATINA	1036.7	12.7
65	LEA 400kV PDF - RESITA	1188.5	53.2
66	AT 400/220kV PDF2	500	27.7
67	AT2 400/220kV PDF2	500	27.7
68	AT 400/220kV PDF1	500	27.7
69	LEA 220kV ROMARE2 - PDF1	285.1	27.2
70	LEA 220kV ROMARE2 - RCETAT21	285.1	14.3
71	AT 220/110kV ROMARE2	200	31.1
72	AT2 220/110kV ROMARE2	200	31.1
73	LEA 220kV PDF2 - PDF1	333.4	3
74	LEA 220kV PDF2 - RTR.SE22	285.1	6.9
75	LEA 220kV PDF2 - RCETAT21	285.1	9.6
76	LEA 220kV PDF2 - RRRESIT2A	285.1	47.6
77	TrafoGen PDF2	216	47.9

78	TrafoGen PDF2	216	47.9
79	TrafoGen PDF2	216	47.9
80	TrafoGen PDF2	216	47.9
81	LEA 220kV PDF1 - RTR.SE21	285.1	6.9
82	LEA 220kV PDF1 - RRESIT2A circ2	285.1	47.6
83	TrafoGen PDF1	216	47.9
84	TrafoGen PDF1	216	47.9
85	AT 220/110kV RTR.SE21	200	10.4
86	AT 220/110kV RTR.SE22	200	10.4
87	LEA 110kV MOTRU - STREHAIA	81.6	22.7
88	LEA 110kV MOTRU - HUSNICIOARA	81.6	11.6
89	LEA 110kV STREHAIA - FILIASI	81.6	18.7
90	LEA 110kV FILIASI - ARMATURI	81.6	18.4
91	LEA 110kV CETATE2 - CUJMIR	81.6	14
92	LEA 110kV CETATE2 - GRUIA	81.6	22.2
93	LEA 110kV CUJMIR - GRUIA	81.6	17.7
94	LEA 110kV GRUIA - OSTROVUMARE	98.3	33.9
95	LEA 110kV OSTROVUMARE - BURILA	98.3	11.6
96	TrafoGen OSTROVUMARE	63	42.4
97	LEA 110kV BURILA - VANJUMARE	81.6	25.5
98	LEA 110kV BURILA - VANJUMARE circ2	81.6	25.5
99	TrafoGen BURILA	63	86
100	LEA 110kV ARMATURI - BANOVIITA	81.6	19.3
101	LEA 110kV HUSNICIOARA - BANOVIITA	81.6	11.4
102	LEA 110kV VANJUMARE - BANOVIITA	95.2	46.4
103	LEA 110kV CETDROBETA - BANOVIITA	108.9	16.4
104	LEA 110kV RTR.S.5 - RTOPL51	81.6	1.4
105	LEA 110kV ROMARE52B - ROMARE51B	228.6	16.3
106	TrafoGen ROMARE52B	63	65.2
107	TrafoGen ROMARE52B	63	65.2
108	TrafoGen ROMARE51B	63	65.2
109	LEA 220kV ROMARE2 - RCETAT21	285.1	14.3
110	LEA 220kV PDF2 - RCETAT21	285.1	9.6
111	LEA 220kV RCETAT21 - RCALAF2	285.1	2.1
112	AT 220/110kV RCETAT21	200	3.2
113	AT 220/110kV RCALAF2	200	3
114	LEA 220kV SLATINA - CRAIOVAN2	570.2	33.8
115	LEA 220kV GRADISTE - ISALNITA2	285.1	22.4
116	LEA 220kV CRAIOVAN1 - ISALNITA2	285.1	43.2
117	AT 220/110kV CRAIOVAN1	200	21.7
118	LEA 220kV CRAIOVAN1 - RTR. M2	285.1	40.2
119	LEA 220kV CRAIOVAN2 - ISALNITA2 circ2	451	29.6
120	LEA 220kV CRAIOVAN2 - SARDANESTI	262.2	9.8

121	AT 220/110kV ISALNITA1	200	13.2
122	TrafoGen ISALNITA2	400	78.8
123	LEA 110kV RTR.MA5B - RDABUL5	95.2	5.8
124	LEA 110kV RPOTEL5 - RDABUL5	82	8.7
125	LEA 110kV RDABUL5 - RBECH5	81.6	16.3
126	LEA 110kV RDABUL5 - RBECH5 circ2	81.6	16.3
127	LEA 110kV RDABUL5 - ROCOLN5A	81.6	15.7
128	LEA 110kV ROCOLN5A - RAMARA5	81.6	15
129	LEA 110kV RAMARA5 - RCARACV5	81.6	12.2
130	LEA 110kV OLCIT - CRAIOVAEST	81.6	23.1
131	LEA 110kV CRAIOVAEST - DIF1	95.2	18.5
132	LEA 110kV CRAIOVAEST - SIMNIC2	79.5	26.1
133	LEA 110kV DIF1 - ELECTROPUTER	95.2	3.1
134	LEA 110kV DIF1 - SIMNIC2	94.2	4.9
135	LEA 110kV DIF1 - PODARI	81.6	16.8
136	LEA 110kV DIF1 - LEU	95.2	6.2
137	LEA 110kV DIF2 - ELECTROPUTER	95.2	6.2
138	LEA 110kV DIF2 - CRAIOVAN1	95.2	24.9
139	LEA 110kV ELECTROPUTER - CRAIOVASUD	81.6	3.8
140	LEA 110kV ELECTROPUTER - CERNELE	81.6	7.3
141	LEA 110kV SIMNIC1 - CRAIOVAN1	79.5	50.6
142	LEA 110kV SIMNIC1 - CRAIOVAN1 circ2	79.5	50.6
143	LEA 110kV SIMNIC1 - CRAIOVITA	79.5	47.8
144	TrafoGen SIMNIC1	190	64
145	LEA 110kV SIMNIC2 - GHERCESTI	94.2	26.6
146	LEA 110kV GHERCESTI - CRAIOVAN2	95.2	29.6
147	LEA 110kV CRAIOVAN2 - FILIASI	81.6	10.1
148	LEA 110kV CRAIOVAN2 - STOINA	81.6	3.9
149	LEA 110kV CRAIOVITA - ISALNITA2	81.6	14
150	LEA 110kV CRAIOVITA - CRAIOVACENTR	121.9	12.9
151	LEA 110kV ISALNITA2 - CERNELE	81.6	17.9
152	LEA 110kV ISALNITA2 - ALMAJ	81.6	9.9
153	LEA 110kV ISALNITA2 - BAILESTI	81.6	39.7
154	LEA 110kV ISALNITA1 - CERNELE	81.6	10.9
155	LEA 110kV CERNELE - PREFABRICATE	81.6	18
156	LEA 110kV PREFABRICATE - CRAIOVASUD	81.6	3.4
157	LEA 110kV CRAIOVASUD - CRAIOVACENTR	81.6	19.5
158	LEA 110kV PODARI - SEGARCEA	81.6	11.8
159	LEA 110kV LEU - JIANCA	81.6	6.2
160	LEA 110kV SEGARCEA - HOREZU	81.6	2.6
161	LEA 110kV STREHAIA - FILIASI	81.6	18.7
162	LEA 110kV FILIASI - TURBUREA	82	15
163	LEA 110kV FILIASI - ALMAJ	82	13.1

164	LEA 110kV FILIASI - ARMATURI	81.6	18.4
165	LEA 110kV ALMAJ - MOFLESTI	81.6	1
166	LEA 110kV BAILESTI - GALICEA	81.6	20.2
167	LEA 110kV BAILESTI - BASARABI2	81.6	10.7
168	LEA 110kV GALICEA - CETATE2	81.6	16
169	LEA 110kV CETATE2 - CUJMIR	81.6	14
170	LEA 110kV CETATE2 - GRUIA	81.6	22.2
171	LEA 110kV CETATE2 - BASARABI2	71.7	21.4
172	LEA 110kV BASARABI1 - RCALAF5	81.6	1.5
173	LEA 110kV BASARABI1 - CETATE1	71.7	1.7
174	LEA 110kV RCALAF5 - CETATE1	81.6	1.5

Analiza Regimurilor N-1, mai semnificative (cele din care rezulta încărcări mai mari de 45% Ilim), este prezentată în tabelul:

Nr. Crt.	Element deconectat	Element incarcat	Lim.Term. [MVA]	Incarcarea [%]
1	LEA 400kV TANTARENI - SLATINA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINESTI	94.3	94
2	LEA 400kV TANTARENI - RAREF1	LEA 110kV ROGOJELU - GODINESTI	94.3	98.2
3	LEA 400kV TANTARENI - RBRADU1	LEA 110kV ROGOJELU - GODINESTI	94.3	98.1
5	LEA 400kV URECHESTI - RDOMNE1	LEA 110kV ROGOJELU - GODINESTI	94.3	94.9
6	LEA 400kV PDF - SLATINA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINESTI	94.3	98
7	LEA 400kV PDF - RESITA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINESTI	94.3	98.8
8	LEA 400kV TANTARENI - XKO_TI11	LEA 110kV ROGOJELU - GODINESTI	94.3	98.6
9	LEA 400kV PDF - XPF_DJ11	LEA 110kV ROGOJELU - GODINESTI	94.3	98.7
10	LEA 220kV PDF2 - RRESIT2A	LEA 110kV ROGOJELU - GODINESTI	94.3	97.8
11	LEA 220kV PDF1 - RRESIT2A circ2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINESTI	94.3	97.8
12	LEA 220kV CRAIOVAN1 - RTR. M2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINESTI	94.3	102.1
13	LEA 220kV CRAIOVAN2 - SLATINA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINESTI	94.3	106.1
14	LEA 220kV ISALNITA2 - GRADISTE	LEA 110kV ROGOJELU - GODINESTI	94.3	99.1
15	LEA 220kV TGJIUNORD - PAROSEN1	LEA 110kV ROGOJELU - GODINESTI	94.3	91.8

16	LEA 110kV RDABUL5 - RTR.MA5B	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.8
17	LEA 110kV RDABUL5 - RPOTEL5	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.8
18	LEA 110kV RAMARA5 - RCARACV5	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.8
19	LEA 110kV RTR.S.5 - RTOPE51	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.8
20	AT 400/220kV URECHEȘTI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	109.1
21	AT 400/220kV PDF	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.7
22	AT2 400/220kV PDF	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.7
23	AT 400/220kV PDF	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.7
24	AT 220/110kV ROMARE2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.8
25	AT2 220/110kV ROMARE2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.8
26	AT 220/110kV URECHEȘTI	LEA 110kV ROGOJELU - PINOASA	81.6	91.2
		LEA 110kV SARDANEȘTI - PINOASA	81.6	90.8
27	AT 220/110kV RTR.SE21	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.8
28	AT 220/110kV RTR.SE22	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.8
29	AT 220/110kV RCETAT21	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.8
30	AT 220/110kV RCALAF2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.8
31	AT 220/110kV CRAIOVAN1	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	103.1
32	AT 220/110kV ISALNITA1	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	98.5
33	AT 220/110kV SARDANEȘTI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.7
34	LEA 400kV TANTARENI - URECHEȘTI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.4
35	LEA 400kV TANTARENI - CET TURCENI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.8
36	LEA 400kV TANTARENI - CET TURCENI circ2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.8
37	LEA 400kV URECHEȘTI - PDF	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.2
38	LEA 400kV URECHEȘTI - CET ROVINARI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.8
39	LEA 400kV URECHEȘTI - CET ROVINARI circ2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.8
40	LEA 220kV ROMARE2 - PDF1	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.8
41	LEA 220kV ROMARE2 - RCETAT21	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.8
42	LEA 220kV URECHEȘTI - SARDANEȘTI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	99
43	LEA 220kV URECHEȘTI - TGJIUNORD	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	91.9
44	LEA 220kV PDF2 - PDF1	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.8
45	LEA 220kV PDF2 - RTR.SE22	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.8
46	LEA 220kV PDF2 - RCETAT21	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.8
47	LEA 220kV PDF1 - RTR.SE21	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.8
48	LEA 220kV RCETAT21 - RCALAF2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.8

49	LEA 220kV CRAIOVAN1 - ISALNITA2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	98.2
50	LEA 220kV CRAIOVAN2 - ISALNITA2 circ2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	98.3
51	LEA 220kV CRAIOVAN2 - SARDANEȘTI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.4
52	LEA 110kV RDABUL5 - RBECHES	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.8
53	LEA 110kV RDABUL5 - RBECHES circ2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.8
54	LEA 110kV RDABUL5 - ROCOLN5A	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.8
55	LEA 110kV ROCOLN5A - RAMARA5	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.8
56	LEA 110kV OLCIT - CRAIOVAEST	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	99.8
57	LEA 110kV CRAIOVAEST - DIF1	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.8
58	LEA 110kV CRAIOVAEST - SIMNIC2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.7
59	LEA 110kV DIF1 - ELECTROPUTER	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.8
60	LEA 110kV DIF1 - SIMNIC2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.8
61	LEA 110kV DIF1 - PODARI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	99.1
62	LEA 110kV DIF1 - LEU	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.5
63	LEA 110kV DIF2 - ELECTROPUTER	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.8
64	LEA 110kV DIF2 - CRAIOVAN1	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.7
65	LEA 110kV ELECTROPUTER - CRAIOVASUD	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.8
66	LEA 110kV ELECTROPUTER - CERNELE	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.8
67	LEA 110kV SIMNIC1 - CRAIOVAN1	LEA 110kV SIMNIC1 - CRAIOVAN1 circ2	79.5	95.9
		LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.8
68	LEA 110kV SIMNIC1 - CRAIOVAN1 circ2	LEA 110kV SIMNIC1 - CRAIOVAN1	79.5	95.9
		LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.8
69	LEA 110kV SIMNIC1 - CRAIOVITA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.4
70	LEA 110kV SIMNIC2 - GHERCEȘTI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.7
71	LEA 110kV GHERCEȘTI - CRAIOVAN2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.7
72	LEA 110kV CRAIOVAN2 - FILIASI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	98.8

73	LEA 110kV CRAIOVAN2 - STOINA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.7
74	LEA 110kV CRAIOVITA - ISALNITA2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.8
75	LEA 110kV CRAIOVITA - CRAIOVACENTR	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.8
76	LEA 110kV ISALNITA2 - CERNELE	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.8
77	LEA 110kV ISALNITA2 - ALMAJ	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	98.5
78	LEA 110kV ISALNITA2 - BAILEȘTI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	105.7
79	LEA 110kV ISALNITA1 - CERNELE	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.8
80	LEA 110kV CERNELE - PREFABRICATE	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.8
81	LEA 110kV PREFABRICATE - CRAIOVASUD	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.8
82	LEA 110kV CRAIOVASUD - CRAIOVACENTR	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.8
83	LEA 110kV PODARI - SEGARCEA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	98.7
84	LEA 110kV LEU - JIANCA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	98.2
85	LEA 110kV SEGARCEA - HOREZU	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	98
86	LEA 110kV POJARU - BARBATEȘTI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	98.4
87	LEA 110kV BARBATEȘTI - TURBUREA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	98.1
88	LEA 110kV BARBATEȘTI - STOINA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.7
89	LEA 110kV CARBUNEȘTI - TGJIUNORD	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	101.8
90	LEA 110kV TGJIUNORD - CAUCIUC1	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.7
91	LEA 110kV TGJIUNORD - CAUCIUC2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.7
92	LEA 110kV TGJIUNORD - BARSEȘTI2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	98
93	LEA 110kV IUM - CAUCIUC2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.7
94	LEA 110kV IUM - TGJIUSUD1	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.7
95	LEA 110kV CAUCIUC1 - TGJIUSUD2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.7
96	LEA 110kV TGJIUSUD2 - BARSEȘTI1	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.7
97	LEA 110kV TGJIUSUD2 - URECHEȘTI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	96.4

98	LEA 110kV BARSESTI1 - ROGOJELU	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	98.2
99	LEA 110kV ROGOJELU - JILT	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	92.3
100	LEA 110kV ROGOJELU - URECHEȘTI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.3
101	LEA 110kV ROGOJELU - URECHEȘTI circ2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.3
102	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	LEA 110kV GODINEȘTI - LUPOAIA	81.6	103.2
		LEA 110kV LUPOAIA - MOTRU	81.6	96.7
		LEA 110kV MOTRU - ROSIUTA	81.6	95.8
103	LEA 110kV ROGOJELU - PINOASA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	91.8
104	LEA 110kV JILT - SARDANEȘTI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	98.2
105	LEA 110kV JILT - SARDANEȘTI circ2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	98.2
106	LEA 110kV JILT - ROSIUTA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	101.5
107	LEA 110kV GODINEȘTI - LUPOAIA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	111.9
108	LEA 110kV LUPOAIA - MOTRU	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	108.8
109	LEA 110kV MOTRU - VALEAMARE	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	111.5
110	LEA 110kV MOTRU - STREHAIA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	104.2
111	LEA 110kV MOTRU - HUSNICIOARA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	96.8
112	LEA 110kV MOTRU - ROSIUTA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	114.2
113	LEA 110kV STREHAIA - FILIASI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	103.1
114	LEA 110kV FILIASI - TURBUREA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	98.7
115	LEA 110kV FILIASI - ALMAJ	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	99.1
116	LEA 110kV FILIASI - ARMATURI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	100.6
117	LEA 110kV SARDANEȘTI - PINOASA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	91.8
118	LEA 110kV ALMAJ - MOFLEȘTI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.7
119	LEA 110kV BAILEȘTI - GALICEA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	98.4
120	LEA 110kV BAILEȘTI - BASARABI2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	98.2
121	LEA 110kV GALICEA - CETATE2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	98.2
122	LEA 110kV CETATE2 - CUJMIR	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	98.1
123	LEA 110kV CETATE2 - GRUIA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	98.4
124	LEA 110kV CETATE2 - BASARABI2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	98.2
125	LEA 110kV BASARABI1 - RCALAF5	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.8

126	LEA 110kV BASARABI1 - CETATE1	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.8
127	LEA 110kV RCALAF5 - CETATE1	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.8
128	LEA 110kV CUJMIR - GRUIA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	98.2
129	LEA 110kV GRUIA - OSTROVUMARE	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	106.1
130	LEA 110kV OSTROVUMARE - BURILA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	100.3
131	LEA 110kV BURILA - VANJUMARE	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.2
132	LEA 110kV BURILA - VANJUMARE circ2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.2
133	LEA 110kV ARMATURI - BANOVIȚA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	100.7
134	LEA 110kV HUSNICIOARA - BANOVIȚA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.3
135	LEA 110kV VANJUMARE - BANOVIȚA	LEA 110kV ISALNITA2 - BAILEȘTI	81.6	93.7
136	LEA 110kV RBANOV51 - RTR.S.5	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.8
137	LEA 110kV RBANOV51 - RTR.S.5 circ2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.8
138	LEA 110kV RBANOV51 - RDROBE5A	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.8
139	LEA 110kV CETDROBETA - BANOVIȚA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	101.8
140	LEA 110kV RTR.S.5 - RDROBE5B	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.8
141	LEA 110kV RTR.S.5 - RDROBE5B circ2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.8
142	LEA 110kV ROMARE52B - ROMARE51B	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.7
143	LEA 110kV STOINA - MOFLEȘTI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.7

Liniile care se supraîncarcă sunt:

LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI

LEA 110kV GODINEȘTI - LUPOAIA

5.1.3 Etapa VDI 2024

Din analiza regimurilor staționare cu N și N-1 elemente în funcțiune în zona analizată a rezultat că sunt satisfăcute condițiile de încărcare a elementelor de rețea (Anexa C) și sunt satisfăcute condițiile de încadrare în limitele admisibile de tensiune (Anexa C).

În urma analizei regimurilor cu N elemente în funcțiune se observă că nu există supraîncărcări sau supratensiuni în RED sau RET pentru zona de rețea analizată.

Nr. Crt.	Element incarcat	Lim.Term. [MVA]	Incarcarea [%]
1	LEA 400kV XKO_TI11 - TANTARENI	1741.3	3.7
2	LEA 400kV TANTARENI - URECHESTI	1518.9	15
3	LEA 400kV TANTARENI - SLATINA	1518.9	16
4	LEA 400kV TANTARENI - RBRADU1	1518.9	11
5	LEA 400kV TANTARENI - SIBIU	1518.9	19.8
6	LEA 400kV TANTARENI - CET TURCENI	1518.9	16.2
7	LEA 400kV TANTARENI - CET TURCENI circ2	1518.9	16.2
8	LEA 400kV URECHESTI - P.D.F	1518.9	20.3
9	LEA 400kV URECHESTI - DOMNESTI	1518.9	17.1
10	LEA 400kV URECHESTI - CET ROVINARI	1518.9	29.5
11	LEA 400kV URECHESTI - CET ROVINARI circ2	1518.9	29.5
12	AT 400/220kV URECHESTI	400	36.2
13	LEA 220kV URECHESTI - SARDANESTI	384.1	5.9
14	LEA 220kV URECHESTI - TGJIUNORD	384.1	44.8
15	AT 220/110kV URECHESTI	200	42.9
16	LEA 220kV CRAIOVAN2 - SARDANESTI	384.1	9
17	AT 220/110kV SARDANESTI	200	24.1
18	LEA 220kV TGJIUNORD - PAROSEN	384.1	44.8
19	LEA 110kV CRAIOVAN2 - STOINA	119.6	3.9
20	LEA 110kV POJARU - BARBATESTI	105	5.7
21	LEA 110kV BARBATESTI - TURBUREA	105	5.6
22	LEA 110kV BARBATESTI - STOINA	119.6	4.8
23	LEA 110kV CARBUNESTI - TGJIUNORD	120.1	29.4
24	LEA 110kV TGJIUNORD - CAUCIUC1	119.6	23.6
25	LEA 110kV TGJIUNORD - CAUCIUC2	119.6	21.9
26	LEA 110kV TGJIUNORD - RBIRSE52	119.6	17.9
27	LEA 110kV IUM - CAUCIUC2	119.6	21.9
28	LEA 110kV IUM - TGJIUSUD1	119.6	17.3
29	LEA 110kV CAUCIUC1 - TGJIUSUD2	119.6	22.2
30	LEA 110kV TGJIUSUD2 - BARSESTI	119.6	8.5
31	LEA 110kV TGJIUSUD2 - URECHESTI	119.6	46
32	LEA 110kV BARSESTI - ROGOJELU	119.6	11.3
33	LEA 110kV ROGOJELU - JILT	119.6	18.2

34	LEA 110kV ROGOJELU - URECHESTI	120.1	11.8
35	LEA 110kV ROGOJELU - URECHESTI circ2	120.1	11.8
36	LEA 110kV ROGOJELU - GODINESTI	138.2	67.2
37	LEA 110kV ROGOJELU - PINOASA	119.6	28.6
38	LEA 110kV JILT - SARDANESTI	119.6	9.3
39	LEA 110kV JILT - SARDANESTI circ2	119.6	9.3
40	LEA 110kV JILT - ROSIUTA	119.6	12.7
41	LEA 110kV GODINESTI - LUPOAIA	119.6	19.7
42	LEA 110kV GODINESTI - VALEAMARE	119.6	14.5
43	LEA 110kV LUPOAIA - MOTRU	119.6	13.4
44	LEA 110kV MOTRU - VALEAMARE	119.6	24.6
45	LEA 110kV MOTRU - STREHAIA	119.6	18.1
46	LEA 110kV MOTRU - HUSNICIOARA	119.6	6.1
47	LEA 110kV MOTRU - ROSIUTA	119.6	20.7
48	LEA 110kV FILIASI - TURBUREA	120.1	12.8
49	LEA 110kV SARDANESTI - PINOASA	119.6	28.5
50	LEA 110kV ALMAJ - MOFLESTI	119.6	1.9
51	LEA 110kV STOINA - MOFLESTI	119.6	2.4
52	LEA 400kV XPF_DJ11 - P.D.F	1518.9	2.6
53	LEA 400kV URECHESTI - P.D.F	1518.9	20.3
54	LEA 400kV P.D.F - SLATINA	1518.9	4.8
55	LEA 400kV P.D.F - RRESIT1	1741.3	30.6
56	AT 400/220kV RP.D.F2B	500	20.2
57	AT2 400/220kV RP.D.F2B	500	20.2
58	AT 400/220kV RP.D.F2A	500	20.2
59	LEA 220kV ROMARE2 - RP.D.F2A	417.7	16.9
60	LEA 220kV ROMARE2 - RCETAT21	417.7	9.9
61	AT 220/110kV ROMARE2	200	29.2
62	AT2 220/110kV ROMARE2	200	29.2
63	LEA 220kV RP.D.F2B - RP.D.F2A	333.4	8.4
64	LEA 220kV RP.D.F2B - RTR.SE22	417.7	4.4
65	LEA 220kV RP.D.F2B - RCETAT21	417.7	5.4
66	LEA 220kV RP.D.F2B - RRESIT2A	417.7	43.8
67	TrafoGen RP.D.F2B	216	48.1
68	TrafoGen RP.D.F2B	216	48.1
69	TrafoGen RP.D.F2B	216	48.1
70	TrafoGen RP.D.F2B	216	48.1
71	LEA 220kV RP.D.F2A - RTR.SE21	417.7	4.4
72	LEA 220kV RP.D.F2A - RRESIT2A circ2	417.7	43.8
73	TrafoGen RP.D.F2A	216	48.1
74	TrafoGen RP.D.F2A	216	48.1
75	AT 220/110kV RTR.SE21	200	9.6
76	AT 220/110kV RTR.SE22	200	9.7

77	LEA 110kV MOTRU - STREHAIA	119.6	18.1
78	LEA 110kV MOTRU - HUSNICIOARA	119.6	6.1
79	LEA 110kV STREHAIA - FILIASI	119.6	14.2
80	LEA 110kV FILIASI - ARMATURI	119.6	15.4
81	LEA 110kV CETATE2 - CUJMIR	119.6	10.3
82	LEA 110kV CETATE2 - GRUIA	119.6	17.1
83	LEA 110kV CUJMIR - GRUIA	119.6	14
84	LEA 110kV GRUIA - OSTROVUMARE	144	26.7
85	LEA 110kV OSTROVUMARE - BURILA	144	10.3
86	LEA 110kV BURILA - VANJUMARE	119.6	14.9
87	LEA 110kV BURILA - VANJUMARE circ2	119.6	14.9
88	LEA 110kV ARMATURI - BANOVITA	119.6	16
89	LEA 110kV HUSNICIOARA - BANOVITA	119.6	7.1
90	LEA 110kV VANJUMARE - BANOVITA	139.5	27.5
91	LEA 110kV ROMARE52B - ROMARE51B	228.6	15.4
92	LEA 220kV ROMARE2 - RCETAT21	417.7	9.9
93	LEA 220kV RP.D.F2B - RCETAT21	417.7	5.4
94	LEA 220kV RCETAT21 - RCALAF2	417.7	2.1
95	AT 220/110kV RCETAT21	200	5
96	AT 220/110kV RCALAF2	200	4.3
97	LEA 220kV SLATINA - CRAIOVAN2	835.4	17.5
98	LEA 220kV GRADISTE - ISALNITA2	417.7	26.5
99	LEA 220kV CRAIOVAN1 - ISALNITA2	417.7	23.7
100	AT 220/110kV CRAIOVAN1	200	20.4
101	LEA 220kV CRAIOVAN1 - RTR. M2	417.7	25.7
102	LEA 220kV CRAIOVAN2 - ISALNITA2	417.7	23.8
103	LEA 220kV CRAIOVAN2 - SARDANESTI	384.1	9
104	AT 220/110kV ISALNITA1	200	13
105	LEA 110kV RTR.MA5B - RDABUL5	139.5	3.3
106	LEA 110kV RPOTEL5 - RDABUL5	120.1	2.6
107	LEA 110kV RDABUL5 - RBECH5	119.6	2.7
108	LEA 110kV RDABUL5 - RBECH5 circ2	119.6	2.7
109	LEA 110kV RDABUL5 - ROCOLN5A	119.6	1.9
110	LEA 110kV ROCOLN5A - RAMARA5	119.6	2.5
111	LEA 110kV RAMARA5 - RCARACV5	119.6	4.7
112	LEA 110kV OLCIT - CRAIOVAEST	119.6	5.8
113	LEA 110kV CRAIOVAEST - DIF1	139.5	3.3
114	LEA 110kV CRAIOVAEST - SIMNIC2	116.4	12.5
115	LEA 110kV DIF1 - ELECTROPUTER	139.5	4.6
116	LEA 110kV DIF1 - SIMNIC2	138	4.5
117	LEA 110kV DIF1 - PODARI	119.6	10.1
118	LEA 110kV DIF1 - LEU	139.5	2.5
119	LEA 110kV DIF2 - ELECTROPUTER	139.5	2.6

120	LEA 110kV DIF2 - CRAIOVAN1	139.5	14.5
121	LEA 110kV ELECTROPOTER - CRAIOVASUD	119.6	4.8
122	LEA 110kV ELECTROPOTER - CERNELE	119.6	3
123	LEA 110kV SIMNIC1 - CRAIOVAN1	116.4	31.8
124	LEA 110kV SIMNIC1 - CRAIOVAN1 circ2	116.4	31.8
125	LEA 110kV SIMNIC1 - CRAIOVITA	116.4	34.5
126	TrafoGen SIMNIC1	190	64
127	LEA 110kV SIMNIC2 - GHERCESTI	138	15
128	LEA 110kV GHERCESTI - CRAIOVAN2	139.5	14.8
129	LEA 110kV CRAIOVAN2 - FILIASI	119.6	7.8
130	LEA 110kV CRAIOVAN2 - STOINA	119.6	3.9
131	LEA 110kV CRAIOVITA - ISALNITA2	119.6	8.8
132	LEA 110kV CRAIOVITA - CRAIOVACENTR	121.9	9.7
133	LEA 110kV ISALNITA2 - CERNELE	119.6	11.5
134	LEA 110kV ISALNITA2 - ALMAJ	119.6	7.9
135	LEA 110kV ISALNITA2 - BAILESTI	119.6	25.1
136	LEA 110kV ISALNITA1 - CERNELE	119.6	3.4
137	LEA 110kV CERNELE - PREFABRICATE	119.6	11.6
138	LEA 110kV PREFABRICATE - CRAIOVASUD	119.6	1.3
139	LEA 110kV CRAIOVASUD - CRAIOVACENTR	119.6	10.1
140	LEA 110kV PODARI - SEGARCEA	119.6	6.3
141	LEA 110kV LEU - JIANCA	119.6	4.6
142	LEA 110kV STREHAIA - FILIASI	119.6	14.2
143	LEA 110kV FILIASI - TURBUREA	120.1	12.8
144	LEA 110kV FILIASI - ALMAJ	120.1	10.4
145	LEA 110kV FILIASI - ARMATURI	119.6	15.4
146	LEA 110kV ALMAJ - MOFLESTI	119.6	1.9
147	LEA 110kV BAILESTI - GALICEA	119.6	14.1
148	LEA 110kV BAILESTI - BASARABI2	119.6	8.3
149	LEA 110kV GALICEA - CETATE2	119.6	12.7
150	LEA 110kV CETATE2 - CUJMIR	119.6	10.3
151	LEA 110kV CETATE2 - GRUIA	119.6	17.1
152	LEA 110kV CETATE2 - BASARABI2	105	15.6
153	LEA 110kV BASARABI1 - CETATE1	105	1.3
154	LEA 110kV RCALAF5 - CETATE1	119.6	1

Analiza Regimurilor N-1, mai semnificative (cele din care rezulta încărcări mai mari de 45%Ilim), este prezentată în tabelul:

Nr. Crt.	Element deconectat	Element incarcat	Lim.Term. [MVA]	Incarcarea [%]
1	AT 400/220kV URECHESTI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINESTI	138.2	75.9
2	AT 220/110kV CRAIOVAN1	LEA 110kV ROGOJELU - GODINESTI	138.2	70.1

3	LEA 110kV ISALNITA2 - BAILESTI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINESTI	138.2	71.9
4	LEA 110kV JILT - ROSIUTA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINESTI	138.2	74.2
5	LEA 110kV GODINESTI - LUPOAIA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINESTI	138.2	76.6
6	LEA 110kV LUPOAIA - MOTRU	LEA 110kV ROGOJELU - GODINESTI	138.2	74
7	LEA 110kV MOTRU - VALEAMARE	LEA 110kV ROGOJELU - GODINESTI	138.2	76.3
8	LEA 110kV MOTRU - STREHAIA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINESTI	138.2	72.2
9	LEA 110kV MOTRU - ROSIUTA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINESTI	138.2	78.2
10	LEA 110kV STREHAIA - FILIASI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINESTI	138.2	71.2
11	LEA 110kV GRUIA - OSTROVUMARE	LEA 110kV ROGOJELU - GODINESTI	138.2	73.4

5.1.4 Etapa VDI 2029

Din analiza regimurilor staționare cu N și N-1 elemente în funcțiune în zona analizată a rezultat că sunt satisfăcute condițiile de încărcare a elementelor de rețea (Anexa C) și sunt satisfăcute condițiile de încadrare în limitele admisibile de tensiune (Anexa C).

În urma analizei regimurilor cu N elemente în funcțiune se observă că nu există supraîncărcări sau supratensiuni în RED sau RET pentru zona de rețea analizată.

Nr. Crt.	Element incarcant	Lim.Term. [MVA]	Incarcarea [%]
1	LEA 400kV XKO_TI11 - TANTARENI	1741.3	6.3
2	LEA 400kV TANTARENI - URECHESTI	1518.9	15.5
3	LEA 400kV TANTARENI - SLATINA	1518.9	18.3
4	LEA 400kV TANTARENI - RAREF1	1518.9	6.2
5	LEA 400kV TANTARENI - RBRADU1	1518.9	9.7
6	LEA 400kV TANTARENI - CET TURCENI	1518.9	8.2
7	LEA 400kV TANTARENI - CET TURCENI circ2	1518.9	8.2
8	LEA 400kV URECHESTI - PDF	1518.9	17.2
9	LEA 400kV URECHESTI - RDOMNE1	1518.9	19.7
10	LEA 400kV URECHESTI - CET ROVINARI	1518.9	29.6
11	LEA 400kV URECHESTI - CET ROVINARI circ2	1518.9	29.6
12	AT 400/220kV URECHESTI	400	35
13	LEA 220kV URECHESTI - SARDANESTI	384.1	19.4
14	LEA 220kV URECHESTI - TGJIUNORD	384.1	18.4
15	AT 220/110kV URECHESTI	200	27.1
16	LEA 220kV CRAIOVAN2 - SARDANESTI	384.1	24
17	AT 220/110kV SARDANESTI	200	20.3

18	LEA 220kV TGJIUNORD - PAROSENİ	384.1	18.4
19	LEA 110kV CRAIOVAN2 - STOINA	119.6	2.9
20	LEA 110kV POJARU - BARBATESTI	105	6
21	LEA 110kV BARBATESTI - TURBUREA	105	9
22	LEA 110kV BARBATESTI - STOINA	119.6	4.2
23	LEA 110kV CARBUNESTI - TGJIUNORD	120.1	29.2
24	LEA 110kV TGJIUNORD - CAUCIUC1	119.6	22
25	LEA 110kV TGJIUNORD - CAUCIUC2	119.6	21.3
26	LEA 110kV TGJIUNORD - BARSESTI2	119.6	19.5
27	LEA 110kV IUM - CAUCIUC2	119.6	21.3
28	LEA 110kV IUM - TGJIUSUD1	119.6	15.4
29	LEA 110kV CAUCIUC1 - TGJIUSUD2	119.6	20.5
30	LEA 110kV TGJIUSUD2 - BARSESTI1	119.6	4.2
31	LEA 110kV TGJIUSUD2 - URECHESTI	119.6	37.8
32	LEA 110kV BARSESTI1 - ROGOJELU	119.6	15.4
33	LEA 110kV ROGOJELU - JILT	119.6	24.6
34	LEA 110kV ROGOJELU - URECHESTI	120.1	13.3
35	LEA 110kV ROGOJELU - URECHESTI circ2	120.1	13.3
36	LEA 110kV ROGOJELU - GODINESTI	138.2	51.9
37	LEA 110kV ROGOJELU - PINOASA	119.6	32
38	LEA 110kV JILT - SARDANESTI	119.6	7.6
39	LEA 110kV JILT - SARDANESTI circ2	119.6	7.6
40	LEA 110kV JILT - ROSIUTA	119.6	3.4
41	LEA 110kV GODINESTI - LUPOAIA	119.6	31.1
42	LEA 110kV GODINESTI - VALEAMARE	119.6	8.3
43	LEA 110kV LUPOAIA - MOTRU	119.6	25
44	LEA 110kV MOTRU - VALEAMARE	119.6	31.1
45	LEA 110kV MOTRU - STREHAIA	119.6	33
46	LEA 110kV MOTRU - HUSNICIOARA	119.6	7.3
47	LEA 110kV MOTRU - ROSIUTA	119.6	11.9
48	LEA 110kV FILIASI - TURBUREA	120.1	16.3
49	LEA 110kV SARDANESTI - PINOASA	119.6	31.9
50	LEA 110kV ALMAJ - MOFLESTI	119.6	1.3
51	LEA 110kV STOINA - MOFLESTI	119.6	3.6
52	LEA 400kV XPF_DJ11 - PDF	1518.9	5.8
53	LEA 400kV URECHESTI - PDF	1518.9	17.2
54	LEA 400kV PDF - SLATINA	1518.9	9
55	LEA 400kV PDF - RESITA	1741.3	38.5
56	AT 400/220kV RP.D.F2B	500	37.6
57	AT2 400/220kV RP.D.F2B	500	37.6
58	AT 400/220kV RP.D.F2A	500	37.6
59	LEA 220kV ROMARE2 - RP.D.F2A	417.7	27.7
60	LEA 220kV ROMARE2 - RCETAT21	417.7	14.5

61	AT 220/110kV ROMARE2	200	45.8
62	AT2 220/110kV ROMARE2	200	45.8
63	LEA 220kV RP.D.F2B - RP.D.F2A	333.4	4.4
64	LEA 220kV RP.D.F2B - RTR.SE22	417.7	4.6
65	LEA 220kV RP.D.F2B - RCETAT21	417.7	9.2
66	LEA 220kV RP.D.F2B - RRESIT2A	417.7	35.5
67	TrafoGen RP.D.F2B	216	54.9
68	TrafoGen RP.D.F2B	216	59.5
69	TrafoGen RP.D.F2B	216	59.5
70	TrafoGen RP.D.F2B	216	59.5
71	LEA 220kV RP.D.F2A - RTR.SE21	417.7	4.6
72	LEA 220kV RP.D.F2A - RRESIT2A circ2	417.7	35.5
73	TrafoGen RP.D.F2A	216	54.9
74	TrafoGen RP.D.F2A	216	59.5
75	AT 220/110kV RTR.SE21	200	10
76	AT 220/110kV RTR.SE22	200	10
77	LEA 110kV MOTRU - STREHAIA	119.6	33
78	LEA 110kV MOTRU - HUSNICIOARA	119.6	7.3
79	LEA 110kV STREHAIA - FILIASI	119.6	28.9
80	LEA 110kV FILIASI - ARMATURI	119.6	21.8
81	LEA 110kV CETATE2 - CUJMIR	119.6	12.2
82	LEA 110kV CETATE2 - GRUIA	119.6	19.8
83	LEA 110kV CUJMIR - GRUIA	119.6	16.1
84	LEA 110kV GRUIA - OSTROVUMARE	144	30.7
85	LEA 110kV OSTROVUMARE - BURILA	144	14
86	LEA 110kV BURILA - VANJUMARE	119.6	12.4
87	LEA 110kV BURILA - VANJUMARE circ2	119.6	12.4
88	LEA 110kV ARMATURI - BANOVIȚA	119.6	22.1
89	LEA 110kV HUSNICIOARA - BANOVIȚA	119.6	6
90	LEA 110kV VANJUMARE - BANOVIȚA	139.5	22.6
91	LEA 110kV ROMARE52B - ROMARE51B	228.6	24.4
92	LEA 220kV ROMARE2 - RCETAT21	417.7	14.5
93	LEA 220kV RP.D.F2B - RCETAT21	417.7	9.2
94	LEA 220kV RCETAT21 - RCALAF2	417.7	2.2
95	AT 220/110kV RCETAT21	200	5.2
96	AT 220/110kV RCALAF2	200	4.4
97	LEA 220kV SLATINA - CRAIOVAN2	835.4	3.2
98	LEA 220kV GRADISTE - ISALNITA2	417.7	9.6
99	LEA 220kV CRAIOVAN1 - ISALNITA2	417.7	2.9
100	AT 220/110kV CRAIOVAN1	200	29.2
101	LEA 220kV CRAIOVAN1 - RTR. M2	417.7	20.7
102	LEA 220kV CRAIOVAN2 - ISALNITA2	417.7	2.4
103	LEA 220kV CRAIOVAN2 - SARDANESTI	384.1	24

104	AT 220/110kV ISALNITA1	200	17.6
105	LEA 110kV RTR.MA5B - RDABUL5	139.5	2
106	LEA 110kV RPOTEL5 - RDABUL5	120.1	2.3
107	LEA 110kV RDABUL5 - RBECH5	119.6	9.2
108	LEA 110kV RDABUL5 - RBECH5 circ2	119.6	9.2
109	LEA 110kV RDABUL5 - ROCOLN5A	119.6	14.1
110	LEA 110kV ROCOLN5A - RAMARA5	119.6	13.7
111	LEA 110kV RAMARA5 - RCARACV5	119.6	10.8
112	LEA 110kV OLCIT - CRAIOVAEST	119.6	6.2
113	LEA 110kV CRAIOVAEST - DIF1	139.5	5.6
114	LEA 110kV CRAIOVAEST - SIMNIC2	116.4	11
115	LEA 110kV DIF1 - ELECTROPUTER	139.5	2.1
116	LEA 110kV DIF1 - SIMNIC2	138	3
117	LEA 110kV DIF1 - PODARI	119.6	10.8
118	LEA 110kV DIF1 - LEU	139.5	2.5
119	LEA 110kV DIF2 - ELECTROPUTER	139.5	9.2
120	LEA 110kV DIF2 - CRAIOVAN1	139.5	11.2
121	LEA 110kV ELECTROPUTER - CRAIOVASUD	119.6	1.9
122	LEA 110kV ELECTROPUTER - CERNELE	119.6	10.7
123	LEA 110kV SIMNIC1 - CRAIOVAN1	116.4	8.3
124	LEA 110kV SIMNIC1 - CRAIOVAN1 circ2	116.4	8.3
125	LEA 110kV SIMNIC1 - CRAIOVITA	116.4	16.8
126	LEA 110kV SIMNIC2 - GHERCESTI	138	12.2
127	LEA 110kV GHERCESTI - CRAIOVAN2	139.5	12.3
128	LEA 110kV CRAIOVAN2 - FILIASI	119.6	17.2
129	LEA 110kV CRAIOVAN2 - STOINA	119.6	2.9
130	LEA 110kV CRAIOVITA - ISALNITA2	119.6	24.5
131	LEA 110kV CRAIOVITA - CRAIOVACENTR	121.9	5.6
132	LEA 110kV ISALNITA2 - CERNELE	119.6	20.8
133	LEA 110kV ISALNITA2 - ALMAJ	119.6	11.4
134	LEA 110kV ISALNITA2 - BAILESTI	119.6	28.5
135	LEA 110kV ISALNITA1 - CERNELE	119.6	11.2
136	LEA 110kV CERNELE - PREFABRICATE	119.6	20.8
137	LEA 110kV PREFABRICATE - CRAIOVASUD	119.6	9
138	LEA 110kV CRAIOVASUD - CRAIOVACENTR	119.6	6.1
139	LEA 110kV PODARI - SEGARCEA	119.6	6.8
140	LEA 110kV LEU - JIANCA	119.6	5
141	LEA 110kV STREHAIA - FILIASI	119.6	28.9
142	LEA 110kV FILIASI - TURBUREA	120.1	16.3
143	LEA 110kV FILIASI - ALMAJ	120.1	16.5
144	LEA 110kV FILIASI - ARMATURI	119.6	21.8
145	LEA 110kV ALMAJ - MOFLESTI	119.6	1.3
146	LEA 110kV BAILESTI - GALICEA	119.6	16.7

147	LEA 110kV BAILESTI - BASARABI2	119.6	10
148	LEA 110kV GALICEA - CETATE2	119.6	15.2
149	LEA 110kV CETATE2 - CUJMIR	119.6	12.2
150	LEA 110kV CETATE2 - GRUIA	119.6	19.8
151	LEA 110kV CETATE2 - BASARABI2	105	18.1
152	LEA 110kV BASARABI1 - CETATE1	105	1.3
153	LEA 110kV RCALAF5 - CETATE1	119.6	1.1

Analiza Regimurilor N-1, mai semnificative (cele din care rezulta încărcări mai mari de 45%I_{lim}), este prezentată în tabelul:

Nr. Crt.	Element deconectat	Element incarcat	Lim.Term. [MVA]	Incarcarea [%]
1	AT 400/220kV URECHESTI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINESTI	138.2	60.4
2	AT 220/110kV ROMARE2	AT2 220/110kV ROMARE2	200	91.5
3	AT2 220/110kV ROMARE2	AT 220/110kV ROMARE2	200	91.5
4	LEA 110kV ROGOJELU - GODINESTI	LEA 110kV GODINESTI - LUPOAIA	119.6	68.4
		LEA 110kV LUPOAIA - MOTRU	119.6	63
5	LEA 110kV GODINESTI - LUPOAIA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINESTI	138.2	67.3
6	LEA 110kV LUPOAIA - MOTRU	LEA 110kV ROGOJELU - GODINESTI	138.2	64.6
7	LEA 110kV MOTRU - VALEAMARE	LEA 110kV ROGOJELU - GODINESTI	138.2	63.5
8	LEA 110kV MOTRU - STREHAIA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINESTI	138.2	61.1
9	LEA 110kV STREHAIA - FILIASI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINESTI	138.2	60

5.2 Varianta 2– Racord în bara MT a stației 110/20 kV Carbunesti (anexa C)

5.2.1 Etapa VDV 2024

Din analiza regimurilor staționare cu N și N-1 elemente în funcțiune în zona analizată a rezultat că sunt satisfăcute condițiile de încărcare a elementelor de rețea (Anexa C) și sunt satisfăcute condițiile de încadrare în limitele admisibile de tensiune (Anexa C).

În urma analizei regimurilor cu N elemente în funcțiune se observă că nu există supraîncărcări sau supratensiuni în RED sau RET pentru zona de rețea analizată.

Nr. Crt.	Element incarcant	Lim.Term. [MVA]	Incarcarea [%]
1	LEA 400kV XKO_TI11 - TANTARENI	1188.5	13
2	LEA 400kV TANTARENI - URECHESTI	1036.7	23.5
3	LEA 400kV TANTARENI - SLATINA	1036.7	23.4
4	LEA 400kV TANTARENI - RBRADU1	1036.7	25.1
5	LEA 400kV TANTARENI - SIBIU	1036.7	27.8
6	LEA 400kV TANTARENI - CET TURCENI	1036.7	24
7	LEA 400kV TANTARENI - CET TURCENI circ2	1036.7	24
8	LEA 400kV URECHESTI - P.D.F	1036.7	27.7
9	LEA 400kV URECHESTI - DOMNESTI	1036.7	33.2
10	LEA 400kV URECHESTI - CET ROVINARI	1036.7	43.4
11	LEA 400kV URECHESTI - CET ROVINARI circ2	1036.7	43.4
12	AT 400/220kV URECHESTI	400	27.8
13	TrafoGen CET ROVINARI	400	75.1
14	TrafoGen CET ROVINARI	400	75.1
15	TrafoGen CET ROVINARI	400	75.1
16	TrafoGen CET TURCENI	400	62.5
17	TrafoGen CET TURCENI	400	62.5
18	LEA 220kV URECHESTI - SARDANESTI	262.2	9.9
19	LEA 220kV URECHESTI - TGJIUNORD	262.2	50.5
20	AT 220/110kV URECHESTI	200	44.1
21	LEA 220kV CRAIOVAN2 - SARDANESTI	262.2	14.4
22	AT 220/110kV SARDANESTI	200	24.5
23	LEA 220kV TGJIUNORD - PAROSEN	262.2	50.5
24	LEA 110kV CRAIOVAN2 - STOINA	81.6	5
25	LEA 110kV POJARU - BARBATESTI	71.7	5
26	LEA 110kV BARBATESTI - TURBUREA	71.7	6.6
27	LEA 110kV BARBATESTI - STOINA	81.6	5.6
28	LEA 110kV CARBUNESTI - TGJIUNORD	82	41.7
29	LEA 110kV TGJIUNORD - CAUCIUC1	81.6	35
30	LEA 110kV TGJIUNORD - CAUCIUC2	81.6	31.5
31	LEA 110kV TGJIUNORD - RBIRSE52	81.6	26.7
32	TrafoGen TGJIUNORD	63	9.4

33	TrafoGen TGJIUNORD	63	9.4
34	LEA 110kV IUM - CAUCIUC2	81.6	31.5
35	LEA 110kV IUM - TGJIUSUD1	81.6	25.7
36	LEA 110kV CAUCIUC1 - TGJIUSUD2	81.6	32.4
37	LEA 110kV TGJIUSUD2 - BARSESTI	81.6	12.9
38	LEA 110kV TGJIUSUD2 - URECHESTI	81.6	68.2
39	LEA 110kV BARSESTI - ROGOJELU	81.6	16.2
40	LEA 110kV ROGOJELU - JILT	81.6	25
41	LEA 110kV ROGOJELU - URECHESTI	82	18.6
42	LEA 110kV ROGOJELU - URECHESTI circ2	82	18.6
43	LEA 110kV ROGOJELU - GODINESTI	94.3	95.1
44	LEA 110kV ROGOJELU - PINOASA	81.6	39.4
45	LEA 110kV JILT - SARDANESTI	81.6	13.4
46	LEA 110kV JILT - SARDANESTI circ2	81.6	13.4
47	LEA 110kV JILT - ROSIUTA	81.6	11.3
48	LEA 110kV GODINESTI - LUPOAIA	81.6	33.9
49	LEA 110kV GODINESTI - VALEAMARE	81.6	19.9
50	TrafoGen GODINESTI	63	88.2
51	TrafoGen GODINESTI	63	88.2
52	LEA 110kV LUPOAIA - MOTRU	81.6	26.5
53	LEA 110kV MOTRU - VALEAMARE	81.6	39.1
54	LEA 110kV MOTRU - STREHAIA	81.6	25.6
55	LEA 110kV MOTRU - HUSNICIOARA	81.6	9.8
56	LEA 110kV MOTRU - ROSIUTA	81.6	30
57	TrafoGen VALEAMARE	80	62.7
58	LEA 110kV FILIASI - TURBUREA	82	17.3
59	LEA 110kV SARDANESTI - PINOASA	81.6	39.1
60	LEA 110kV ALMAJ - MOFLESTI	81.6	2.4
61	LEA 110kV STOINA - MOFLESTI	81.6	3.2
62	LEA 400kV XPF_DJ11 - P.D.F	1036.7	24.1
63	LEA 400kV URECHESTI - P.D.F	1036.7	27.7
64	LEA 400kV P.D.F - SLATINA	1036.7	14.4
65	LEA 400kV P.D.F - RRESIT1	1188.5	41.1
66	AT 400/220kV P.D.F2	500	23.9
67	AT2 400/220kV P.D.F2	500	23.9
68	AT 400/220kV P.D.F1	500	23.9
69	LEA 220kV ROMARE2 - P.D.F1	285.1	25.4
70	LEA 220kV ROMARE2 - RCETAT21	285.1	13.5
71	AT 220/110kV ROMARE2	200	29.2
72	AT2 220/110kV ROMARE2	200	29.2
73	LEA 220kV P.D.F2 - RTR.SE22	285.1	6.8
74	LEA 220kV P.D.F2 - RCETAT21	285.1	9
75	LEA 220kV P.D.F2 - RRESIT2A	285.1	56.6

76	TrafoGen P.D.F2	216	47.8
77	TrafoGen P.D.F2	216	47.8
78	TrafoGen P.D.F2	216	47.8
79	TrafoGen P.D.F2	216	47.8
80	LEA 220kV P.D.F1 - RTR.SE21	285.1	6.8
81	LEA 220kV P.D.F1 - RRESIT2A circ2	285.1	56.6
82	TrafoGen P.D.F1	216	47.8
83	TrafoGen P.D.F1	216	47.8
84	AT 220/110kV RTR.SE21	200	10.3
85	AT 220/110kV RTR.SE22	200	10.3
86	LEA 110kV MOTRU - STREHAIA	81.6	25.6
87	LEA 110kV MOTRU - HUSNICIOARA	81.6	9.8
88	LEA 110kV STREHAIA - FILIASI	81.6	21.7
89	LEA 110kV FILIASI - ARMATURI	81.6	20
90	LEA 110kV CETATE2 - CUJMIR	81.6	14.4
91	LEA 110kV CETATE2 - GRUIA	81.6	22.8
92	LEA 110kV CUJMIR - GRUIA	81.6	18
93	LEA 110kV GRUIA - OSTROVUMARE	98.3	34.6
94	LEA 110kV OSTROVUMARE - BURILA	98.3	12.4
95	TrafoGen OSTROVUMARE	63	42.1
96	LEA 110kV BURILA - VANJUMARE	81.6	25.1
97	LEA 110kV BURILA - VANJUMARE circ2	81.6	25.1
98	TrafoGen BURILA	63	85.9
99	LEA 110kV ARMATURI - BANOVITA	81.6	21
100	LEA 110kV HUSNICIOARA - BANOVITA	81.6	9.1
101	LEA 110kV VANJUMARE - BANOVITA	95.2	45.7
102	LEA 110kV CETDROBETA - BANOVITA	108.9	16.1
103	LEA 110kV RTR.S.5 - RTOPL51	81.6	1.4
104	LEA 110kV ROMARE52B - ROMARE51B	228.6	15.3
105	TrafoGen ROMARE52B	63	61.1
106	TrafoGen ROMARE52B	63	61.1
107	TrafoGen ROMARE51B	63	61.1
108	LEA 220kV ROMARE2 - RCETAT21	285.1	13.5
109	LEA 220kV P.D.F2 - RCETAT21	285.1	9
110	LEA 220kV RCETAT21 - RCALAF2	285.1	2.1
111	AT 220/110kV RCETAT21	200	3.1
112	AT 220/110kV RCALAF2	200	2.9
113	LEA 220kV SLATINA - CRAIOVAN2	570.2	33.9
114	LEA 220kV GRADISTE - ISALNITA2	285.1	24.2
115	LEA 220kV CRAIOVAN1 - ISALNITA2	285.1	41.3
116	AT 220/110kV CRAIOVAN1	200	23.8
117	LEA 220kV CRAIOVAN1 - RTR. M2	285.1	40.7
118	LEA 220kV CRAIOVAN2 - ISALNITA2 circ2	451	28.3

119	LEA 220kV CRAIOVAN2 - SARDANESTI	262.2	14.4
120	AT 220/110kV ISALNITA1	200	15.3
121	TrafoGen ISALNITA2	400	80.2
122	LEA 110kV RTR.MA5B - RDABUL5	95.2	4.4
123	LEA 110kV RPOTEL5 - RDABUL5	82	6.2
124	LEA 110kV RDABUL5 - RBECH5	81.6	3.9
125	LEA 110kV RDABUL5 - RBECH5 circ2	81.6	3.9
126	LEA 110kV RDABUL5 - ROCOLN5A	81.6	1.9
127	LEA 110kV ROCOLN5A - RAMARA5	81.6	2.2
128	LEA 110kV RAMARA5 - RCARACV5	81.6	3.8
129	LEA 110kV OLCIT - CRAIOVAEST	81.6	22.6
130	LEA 110kV CRAIOVAEST - DIF1	95.2	18
131	LEA 110kV CRAIOVAEST - SIMNIC2	79.5	25.5
132	LEA 110kV DIF1 - ELECTROPUTER	95.2	3.2
133	LEA 110kV DIF1 - SIMNIC2	94.2	4.8
134	LEA 110kV DIF1 - PODARI	81.6	16.4
135	LEA 110kV DIF1 - LEU	95.2	6.2
136	LEA 110kV DIF2 - ELECTROPUTER	95.2	6
137	LEA 110kV DIF2 - CRAIOVAN1	95.2	24.3
138	LEA 110kV ELECTROPUTER - CRAIOVASUD	81.6	3.8
139	LEA 110kV ELECTROPUTER - CERNELE	81.6	7
140	LEA 110kV SIMNIC1 - CRAIOVAN1	79.5	50.5
141	LEA 110kV SIMNIC1 - CRAIOVAN1 circ2	79.5	50.5
142	LEA 110kV SIMNIC1 - CRAIOVITA	79.5	46.9
143	TrafoGen SIMNIC1	190	64
144	LEA 110kV SIMNIC2 - GHERCESTI	94.2	25.9
145	LEA 110kV GHERCESTI - CRAIOVAN2	95.2	28.8
146	LEA 110kV CRAIOVAN2 - FILIASI	81.6	12.4
147	LEA 110kV CRAIOVAN2 - STOINA	81.6	5
148	LEA 110kV CRAIOVITA - ISALNITA2	81.6	13.5
149	LEA 110kV CRAIOVITA - CRAIOVACENTR	121.9	12.6
150	LEA 110kV ISALNITA2 - CERNELE	81.6	17.3
151	LEA 110kV ISALNITA2 - ALMAJ	81.6	13
152	LEA 110kV ISALNITA2 - BAILESTI	81.6	41.1
153	LEA 110kV ISALNITA1 - CERNELE	81.6	10.5
154	LEA 110kV CERNELE - PREFABRICATE	81.6	17.4
155	LEA 110kV PREFABRICATE - CRAIOVASUD	81.6	3.4
156	LEA 110kV CRAIOVASUD - CRAIOVACENTR	81.6	19.1
157	LEA 110kV PODARI - SEGARCEA	81.6	11.5
158	LEA 110kV LEU - JIANCA	81.6	6.1
159	LEA 110kV SEGARCEA - HOREZU	81.6	2.6
160	LEA 110kV STREHAIA - FILIASI	81.6	21.7
161	LEA 110kV FILIASI - TURBUREA	82	17.3

162	LEA 110kV FILIASI - ALMAJ	82	14.7
163	LEA 110kV FILIASI - ARMATURI	81.6	20
164	LEA 110kV ALMAJ - MOFLESTI	81.6	2.4
165	LEA 110kV BAILESTI - GALICEA	81.6	20.7
166	LEA 110kV BAILESTI - BASARABI2	81.6	11.3
167	LEA 110kV GALICEA - CETATE2	81.6	16.6
168	LEA 110kV CETATE2 - CUJMIR	81.6	14.4
169	LEA 110kV CETATE2 - GRUIA	81.6	22.8
170	LEA 110kV CETATE2 - BASARABI2	71.7	21.7
171	LEA 110kV BASARABI1 - RCALAF5	81.6	1.4
172	LEA 110kV BASARABI1 - CETATE1	71.7	1.6
173	LEA 110kV RCALAF5 - CETATE1	81.6	1.5

Analiza Regimurilor N-1, mai semnificative (cele din care rezulta încărcări mai mari de 45% Ilim), este prezentată în tabelul:

Nr. Crt.	Element deconectat	Element incarcat	Lim.Term. [MVA]	Incarcarea [%]
2	LEA 400kV TANTARENI - SLATINA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINESTI	94.3	91.1
3	LEA 400kV TANTARENI - RBRADU1	LEA 110kV ROGOJELU - GODINESTI	94.3	95.1
4	LEA 400kV TANTARENI - SIBIU	LEA 110kV ROGOJELU - GODINESTI	94.3	96.3
5	LEA 400kV URECHESTI - DOMNESTI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINESTI	94.3	91.6
6	LEA 400kV P.D.F - SLATINA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINESTI	94.3	94.1
7	LEA 400kV P.D.F - RRESIT1	LEA 110kV ROGOJELU - GODINESTI	94.3	95.6
8	LEA 400kV TANTARENI - XKO_TI11	LEA 110kV ROGOJELU - GODINESTI	94.3	95.5
9	LEA 400kV P.D.F - XPF_DJ11	LEA 110kV ROGOJELU - GODINESTI	94.3	95.6
10	LEA 220kV P.D.F2 - RRESIT2A	LEA 110kV ROGOJELU - GODINESTI	94.3	95.3
11	LEA 220kV P.D.F1 - RRESIT2A circ2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINESTI	94.3	95.3
12	LEA 220kV CRAIOVAN1 - RTR. M2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINESTI	94.3	99.2
13	LEA 220kV CRAIOVAN2 - SLATINA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINESTI	94.3	103.1
14	LEA 220kV ISALNITA2 - GRADISTE	LEA 110kV ROGOJELU - GODINESTI	94.3	96.6
15	LEA 220kV TGJIUNORD - PAROSEN	LEA 110kV ROGOJELU - GODINESTI	94.3	90.3
16	LEA 110kV RDABUL5 - RTR.MA5B	LEA 110kV ROGOJELU - GODINESTI	94.3	95.1

17	LEA 110kV RDABUL5 - RPOTEL5	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.1
18	LEA 110kV RAMARA5 - RCARACV5	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.1
19	LEA 110kV RTR.S.5 - RTOPL51	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.1
20	AT 400/220kV URECHEȘTI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	103.4
21	AT 400/220kV P.D.F	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.1
22	AT2 400/220kV P.D.F	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.1
23	AT 400/220kV P.D.F	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.1
24	AT 220/110kV ROMARE2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.1
25	AT2 220/110kV ROMARE2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.1
26	AT 220/110kV RTR.SE21	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.1
27	AT 220/110kV RTR.SE22	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.1
28	AT 220/110kV RCETAT21	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.1
29	AT 220/110kV RCALAF2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.1
30	AT 220/110kV CRAIOVAN1	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	100.1
31	AT 220/110kV ISALNITA1	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.9
32	AT 220/110kV SARDANEȘTI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.5
33	LEA 400kV TANTARENI - URECHEȘTI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	91.3
34	LEA 400kV TANTARENI - CET TURCENI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.1
35	LEA 400kV TANTARENI - CET TURCENI circ2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.1
36	LEA 400kV URECHEȘTI - P.D.F	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	92.7
37	LEA 400kV URECHEȘTI - CET ROVINARI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.2
38	LEA 400kV URECHEȘTI - CET ROVINARI circ2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.2
39	LEA 220kV ROMARE2 - P.D.F1	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.1
40	LEA 220kV ROMARE2 - RCETAT21	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.1
41	LEA 220kV URECHEȘTI - SARDANEȘTI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.1
42	LEA 220kV URECHEȘTI - TGJIUNORD	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	90.3
43	LEA 220kV P.D.F2 - RTR.SE22	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.1
44	LEA 220kV P.D.F2 - RCETAT21	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.1
45	LEA 220kV P.D.F1 - RTR.SE21	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.1
46	LEA 220kV RCETAT21 - RCALAF2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.1
47	LEA 220kV CRAIOVAN1 - ISALNITA2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.5
48	LEA 220kV CRAIOVAN2 - ISALNITA2 circ2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.6

49	LEA 220kV CRAIOVAN2 - SARDANESTI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	91.8
50	LEA 110kV RDABUL5 - RBECHES	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.1
51	LEA 110kV RDABUL5 - RBECHES circ2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.1
52	LEA 110kV RDABUL5 - ROCOLN5A	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.1
53	LEA 110kV ROCOLN5A - RAMARA5	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.1
54	LEA 110kV OLCIT - CRAIOVAEST	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.1
55	LEA 110kV CRAIOVAEST - DIF1	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.2
56	LEA 110kV CRAIOVAEST - SIMNIC2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.1
57	LEA 110kV DIF1 - ELECTROPUTER	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.1
58	LEA 110kV DIF1 - SIMNIC2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.1
59	LEA 110kV DIF1 - PODARI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	96.5
60	LEA 110kV DIF1 - LEU	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	94.8
61	LEA 110kV DIF2 - ELECTROPUTER	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.2
62	LEA 110kV DIF2 - CRAIOVAN1	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95
63	LEA 110kV ELECTROPUTER - CRAIOVASUD	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.1
64	LEA 110kV ELECTROPUTER - CERNELE	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.1
65	LEA 110kV SIMNIC1 - CRAIOVAN1	LEA 110kV SIMNIC1 - CRAIOVAN1 circ2	79.5	95.4
		LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.2
66	LEA 110kV SIMNIC1 - CRAIOVAN1 circ2	LEA 110kV SIMNIC1 - CRAIOVAN1	79.5	95.4
		LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.2
67	LEA 110kV SIMNIC1 - CRAIOVITA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	94.8
68	LEA 110kV SIMNIC2 - GHERCEȘTI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95
69	LEA 110kV GHERCEȘTI - CRAIOVAN2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95
70	LEA 110kV CRAIOVAN2 - FILIASI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	96.2
71	LEA 110kV CRAIOVAN2 - STOINA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.1
72	LEA 110kV CRAIOVITA - ISALNITA2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.2

73	LEA 110kV CRAIOVITA - CRAIOVACENTR	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.1
74	LEA 110kV ISALNITA2 - CERNELE	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.2
75	LEA 110kV ISALNITA2 - ALMAJ	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	96
76	LEA 110kV ISALNITA2 - BAILEȘTI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	103.1
77	LEA 110kV ISALNITA1 - CERNELE	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.2
78	LEA 110kV CERNELE - PREFABRICATE	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.2
79	LEA 110kV PREFABRICATE - CRAIOVASUD	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.2
80	LEA 110kV CRAIOVASUD - CRAIOVACENTR	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.1
81	LEA 110kV PODARI - SEGARCEA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	96.1
82	LEA 110kV LEU - JIANCA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.7
83	LEA 110kV SEGARCEA - HOREZU	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.3
84	LEA 110kV POJARU - BARBATEȘTI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.7
85	LEA 110kV BARBATEȘTI - TURBUREA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.5
86	LEA 110kV BARBATEȘTI - STOINA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95
87	LEA 110kV CARBUNESTI - TGJIUNORD	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	99.2
88	LEA 110kV TGJIUNORD - CAUCIUC1	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.1
89	LEA 110kV TGJIUNORD - CAUCIUC2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.1
90	LEA 110kV TGJIUNORD - RBIRSE52	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.3
91	LEA 110kV IUM - CAUCIUC2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.1
92	LEA 110kV IUM - TGJIUSUD1	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.1
93	LEA 110kV CAUCIUC1 - TGJIUSUD2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.1
94	LEA 110kV TGJIUSUD2 - BARSEȘTI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.1
95	LEA 110kV TGJIUSUD2 - URECHEȘTI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	93.8
96	LEA 110kV BARSEȘTI - ROGOJELU	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.6
97	LEA 110kV ROGOJELU - URECHEȘTI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	94.8

98	LEA 110kV ROGOJELU - URECHEȘTI circ2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	94.8
99	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	LEA 110kV GODINEȘTI - LUPOAIA	81.6	102.1
		LEA 110kV LUPOAIA - MOTRU	81.6	95.7
		LEA 110kV MOTRU - ROSIUTA	81.6	91.3
100	LEA 110kV JILT - SARDANEȘTI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.6
101	LEA 110kV JILT - SARDANEȘTI circ2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.6
102	LEA 110kV JILT - ROSIUTA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.8
103	LEA 110kV GODINEȘTI - LUPOAIA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	110.5
104	LEA 110kV LUPOAIA - MOTRU	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	107.4
105	LEA 110kV MOTRU - VALEAMARE	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	109.2
106	LEA 110kV MOTRU - STREHAIA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	102.3
107	LEA 110kV MOTRU - HUSNICIOARA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	94.8
108	LEA 110kV MOTRU - ROSIUTA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	111.1
109	LEA 110kV STREHAIA - FILIASI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	101.3
110	LEA 110kV FILIASI - TURBUREA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	96.2
111	LEA 110kV FILIASI - ALMAJ	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	96.5
112	LEA 110kV FILIASI - ARMATURI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	98.2
113	LEA 110kV ALMAJ - MOFLEȘTI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.1
114	LEA 110kV BAILEȘTI - GALICEA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.8
115	LEA 110kV BAILEȘTI - BASARABI2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.5
116	LEA 110kV GALICEA - CETATE2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.6
117	LEA 110kV CETATE2 - CUJMIR	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.4
118	LEA 110kV CETATE2 - GRUIA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.8
119	LEA 110kV CETATE2 - BASARABI2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.6
120	LEA 110kV BASARABI1 - RCALAF5	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.1
121	LEA 110kV BASARABI1 - CETATE1	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.1
122	LEA 110kV RCALAF5 - CETATE1	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.1
123	LEA 110kV CUJMIR - GRUIA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.5
124	LEA 110kV GRUIA - OSTROVUMARE	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	103.1
125	LEA 110kV OSTROVUMARE - BURILA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.8
126	LEA 110kV BURILA - VANJUMARE	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	94.6

127	LEA 110kV BURILA - VANJUMARE circ2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	94.6
128	LEA 110kV ARMATURI - BANOVIȚA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	98.3
129	LEA 110kV HUSNICIOARA - BANOVIȚA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	93.3
130	LEA 110kV VANJUMARE - BANOVIȚA	LEA 110kV ISALNITA2 - BAILEȘTI	81.6	94.1
131	LEA 110kV RBANOV51 - RTR.S.5	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.1
132	LEA 110kV RBANOV51 - RTR.S.5 circ2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.1
133	LEA 110kV RBANOV51 - RDROBE5A	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.1
134	LEA 110kV CETDROBETA - BANOVIȚA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	99.4
135	LEA 110kV RTR.S.5 - RDROBE5B	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.1
136	LEA 110kV RTR.S.5 - RDROBE5B circ2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.1
137	LEA 110kV ROMARE52B - ROMARE51B	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.1
138	LEA 110kV STOINA - MOFLEȘTI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.1

Liniile care se supraîncarcă sunt:

LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI

LEA 110kV GODINEȘTI - LUPOAIA

5.2.2 Etapa VDV 2029

Din analiza regimurilor staționare cu N și N-1 elemente în funcțiune în zona analizată a rezultat că sunt satisfăcute condițiile de încărcare a elementelor de rețea (Anexa C) și sunt satisfăcute condițiile de încadrare în limitele admisibile de tensiune (Anexa C).

În urma analizei regimurilor cu N elemente în funcțiune se observă că nu există supraîncărcări sau supratensiuni în RED sau RET pentru zona de rețea analizată.

Nr. Crt.	Element incarcant	Lim.Term. [MVA]	Incarcarea [%]
1	LEA 400kV XKO_TI11 - TANTARENI	1188.5	10.4
2	LEA 400kV TANTARENI - URECHEȘTI	1036.7	16.6
3	LEA 400kV TANTARENI - SLATINA	1036.7	26.6
4	LEA 400kV TANTARENI - RAREF1	1036.7	20.2
5	LEA 400kV TANTARENI - RBRADU1	1036.7	23.2
6	LEA 400kV TANTARENI - CET TURCENI	1036.7	23.8

7	LEA 400kV TANTARENI - CET TURCENI circ2	1036.7	23.8
8	LEA 400kV URECHESTI - PDF	1036.7	30.5
9	LEA 400kV URECHESTI - RDOMNE1	1036.7	32.3
10	LEA 400kV URECHESTI - CET ROVINARI	1036.7	43.2
11	LEA 400kV URECHESTI - CET ROVINARI circ2	1036.7	43.2
12	AT 400/220kV URECHESTI	400	34.2
13	TrafoGen CET ROVINARI	400	75.2
14	TrafoGen CET ROVINARI	400	75.2
15	TrafoGen CET ROVINARI	400	75.2
16	TrafoGen CET TURCENI	400	62.5
17	TrafoGen CET TURCENI	400	62.5
18	LEA 220kV URECHESTI - SARDANESTI	262.2	15.4
19	LEA 220kV URECHESTI - TGJIUNORD	262.2	64.7
20	AT 220/110kV URECHESTI	200	47.4
21	LEA 220kV CRAIOVAN2 - SARDANESTI	262.2	9.8
22	AT 220/110kV SARDANESTI	200	22.9
23	LEA 220kV TGJIUNORD - PAROSEN	262.2	64.6
24	LEA 110kV CRAIOVAN2 - STOINA	81.6	3.9
25	LEA 110kV POJARU - BARBATESTI	71.7	5.1
26	LEA 110kV BARBATESTI - TURBUREA	71.7	7.1
27	LEA 110kV BARBATESTI - STOINA	81.6	5.1
28	LEA 110kV CARBUNESTI - TGJIUNORD	82	41.4
29	LEA 110kV TGJIUNORD - CAUCIUC1	81.6	34.8
30	LEA 110kV TGJIUNORD - CAUCIUC2	81.6	31.4
31	LEA 110kV TGJIUNORD - BARSESTI2	81.6	26.2
32	TrafoGen TGJIUNORD	63	9.4
33	TrafoGen TGJIUNORD	63	9.4
34	LEA 110kV IUM - CAUCIUC2	81.6	31.3
35	LEA 110kV IUM - TGJIUSUD1	81.6	25.4
36	LEA 110kV CAUCIUC1 - TGJIUSUD2	81.6	32.1
37	LEA 110kV TGJIUSUD2 - BARSESTI1	81.6	12.3
38	LEA 110kV TGJIUSUD2 - URECHESTI	81.6	67.2
39	LEA 110kV BARSESTI1 - ROGOJELU	81.6	15.4
40	LEA 110kV ROGOJELU - JILT	81.6	23.7
41	LEA 110kV ROGOJELU - URECHESTI	82	23.2
42	LEA 110kV ROGOJELU - URECHESTI circ2	82	23.2
43	LEA 110kV ROGOJELU - GODINESTI	94.3	97.8
44	LEA 110kV ROGOJELU - PINOASA	81.6	36.4
45	LEA 110kV JILT - SARDANESTI	81.6	13.5
46	LEA 110kV JILT - SARDANESTI circ2	81.6	13.5
47	LEA 110kV JILT - ROSIUTA	81.6	13.8
48	LEA 110kV GODINESTI - LUPOAIA	81.6	33.6
49	LEA 110kV GODINESTI - VALEAMARE	81.6	22.1

50	TrafoGen GODINEȘTI	63	88.2
51	TrafoGen GODINEȘTI	63	88.2
52	LEA 110kV LUPOAIA - MOTRU	81.6	25.9
53	LEA 110kV MOTRU - VALEAMARE	81.6	38.4
54	LEA 110kV MOTRU - STREHAIA	81.6	22.7
55	LEA 110kV MOTRU - HUSNICIOARA	81.6	11.6
56	LEA 110kV MOTRU - ROSIUTA	81.6	31
57	TrafoGen VALEAMARE	80	62.5
58	LEA 110kV FILIASI - TURBUREA	82	15
59	LEA 110kV SARDANEȘTI - PINOASA	81.6	36.1
60	LEA 110kV ALMAJ - MOFLEȘTI	81.6	1
61	LEA 110kV STOINA - MOFLEȘTI	81.6	2.6
62	LEA 400kV XPF_DJ11 - PDF	1518.9	15.1
63	LEA 400kV URECHEȘTI - PDF	1036.7	30.5
64	LEA 400kV PDF - SLATINA	1036.7	12.7
65	LEA 400kV PDF - RESITA	1188.5	53.2
66	AT 400/220kV PDF2	500	27.7
67	AT2 400/220kV PDF2	500	27.7
68	AT 400/220kV PDF1	500	27.7
69	LEA 220kV ROMARE2 - PDF1	285.1	27.2
70	LEA 220kV ROMARE2 - RCETAT21	285.1	14.3
71	AT 220/110kV ROMARE2	200	31.1
72	AT2 220/110kV ROMARE2	200	31.1
73	LEA 220kV PDF2 - PDF1	333.4	3
74	LEA 220kV PDF2 - RTR.SE22	285.1	6.9
75	LEA 220kV PDF2 - RCETAT21	285.1	9.6
76	LEA 220kV PDF2 - RRESIT2A	285.1	47.6
77	TrafoGen PDF2	216	47.9
78	TrafoGen PDF2	216	47.9
79	TrafoGen PDF2	216	47.9
80	TrafoGen PDF2	216	47.9
81	LEA 220kV PDF1 - RTR.SE21	285.1	6.9
82	LEA 220kV PDF1 - RRESIT2A circ2	285.1	47.6
83	TrafoGen PDF1	216	47.9
84	TrafoGen PDF1	216	47.9
85	AT 220/110kV RTR.SE21	200	10.4
86	AT 220/110kV RTR.SE22	200	10.4
87	LEA 110kV MOTRU - STREHAIA	81.6	22.7
88	LEA 110kV MOTRU - HUSNICIOARA	81.6	11.6
89	LEA 110kV STREHAIA - FILIASI	81.6	18.7
90	LEA 110kV FILIASI - ARMATURI	81.6	18.4
91	LEA 110kV CETATE2 - CUJMIR	81.6	14
92	LEA 110kV CETATE2 - GRUIA	81.6	22.2

93	LEA 110kV CUJMIR - GRUIA	81.6	17.7
94	LEA 110kV GRUIA - OSTROVUMARE	98.3	33.9
95	LEA 110kV OSTROVUMARE - BURILA	98.3	11.6
96	TrafoGen OSTROVUMARE	63	42.4
97	LEA 110kV BURILA - VANJUMARE	81.6	25.5
98	LEA 110kV BURILA - VANJUMARE circ2	81.6	25.5
99	TrafoGen BURILA	63	86
100	LEA 110kV ARMATURI - BANOVIȚA	81.6	19.3
101	LEA 110kV HUSNICIOARA - BANOVIȚA	81.6	11.4
102	LEA 110kV VANJUMARE - BANOVIȚA	95.2	46.4
103	LEA 110kV CETDROBETA - BANOVIȚA	108.9	16.4
104	LEA 110kV RTR.S.5 - RTOPE51	81.6	1.4
105	LEA 110kV ROMARE52B - ROMARE51B	228.6	16.3
106	TrafoGen ROMARE52B	63	65.2
107	TrafoGen ROMARE52B	63	65.2
108	TrafoGen ROMARE51B	63	65.2
109	LEA 220kV ROMARE2 - RCETAT21	285.1	14.3
110	LEA 220kV PDF2 - RCETAT21	285.1	9.6
111	LEA 220kV RCETAT21 - RCALAF2	285.1	2.1
112	AT 220/110kV RCETAT21	200	3.2
113	AT 220/110kV RCALAF2	200	3
114	LEA 220kV SLATINA - CRAIOVAN2	570.2	33.8
115	LEA 220kV GRADISTE - ISALNITA2	285.1	22.4
116	LEA 220kV CRAIOVAN1 - ISALNITA2	285.1	43.2
117	AT 220/110kV CRAIOVAN1	200	21.7
118	LEA 220kV CRAIOVAN1 - RTR. M2	285.1	40.2
119	LEA 220kV CRAIOVAN2 - ISALNITA2 circ2	451	29.6
120	LEA 220kV CRAIOVAN2 - SARDANESTI	262.2	9.8
121	AT 220/110kV ISALNITA1	200	13.2
122	TrafoGen ISALNITA2	400	78.8
123	LEA 110kV RTR.MA5B - RDABUL5	95.2	5.8
124	LEA 110kV RPOTEL5 - RDABUL5	82	8.7
125	LEA 110kV RDABUL5 - RBECH5	81.6	16.3
126	LEA 110kV RDABUL5 - RBECH5 circ2	81.6	16.3
127	LEA 110kV RDABUL5 - ROCOLN5A	81.6	15.7
128	LEA 110kV ROCOLN5A - RAMARA5	81.6	15
129	LEA 110kV RAMARA5 - RCARACV5	81.6	12.2
130	LEA 110kV OLCIT - CRAIOVAEST	81.6	23.1
131	LEA 110kV CRAIOVAEST - DIF1	95.2	18.5
132	LEA 110kV CRAIOVAEST - SIMNIC2	79.5	26.1
133	LEA 110kV DIF1 - ELECTROPOTER	95.2	3.1
134	LEA 110kV DIF1 - SIMNIC2	94.2	4.9
135	LEA 110kV DIF1 - PODARI	81.6	16.8

136	LEA 110kV DIF1 - LEU	95.2	6.2
137	LEA 110kV DIF2 - ELECTROPUTER	95.2	6.2
138	LEA 110kV DIF2 - CRAIOVAN1	95.2	24.9
139	LEA 110kV ELECTROPUTER - CRAIOVASUD	81.6	3.8
140	LEA 110kV ELECTROPUTER - CERNELE	81.6	7.3
141	LEA 110kV SIMNIC1 - CRAIOVAN1	79.5	50.6
142	LEA 110kV SIMNIC1 - CRAIOVAN1 circ2	79.5	50.6
143	LEA 110kV SIMNIC1 - CRAIOVITA	79.5	47.8
144	TrafoGen SIMNIC1	190	64
145	LEA 110kV SIMNIC2 - GHERCESTI	94.2	26.6
146	LEA 110kV GHERCESTI - CRAIOVAN2	95.2	29.6
147	LEA 110kV CRAIOVAN2 - FILIASI	81.6	10.1
148	LEA 110kV CRAIOVAN2 - STOINA	81.6	3.9
149	LEA 110kV CRAIOVITA - ISALNITA2	81.6	14
150	LEA 110kV CRAIOVITA - CRAIOVACENTR	121.9	12.9
151	LEA 110kV ISALNITA2 - CERNELE	81.6	17.9
152	LEA 110kV ISALNITA2 - ALMAJ	81.6	9.9
153	LEA 110kV ISALNITA2 - BAILESTI	81.6	39.7
154	LEA 110kV ISALNITA1 - CERNELE	81.6	10.9
155	LEA 110kV CERNELE - PREFABRICATE	81.6	18
156	LEA 110kV PREFABRICATE - CRAIOVASUD	81.6	3.4
157	LEA 110kV CRAIOVASUD - CRAIOVACENTR	81.6	19.5
158	LEA 110kV PODARI - SEGARCEA	81.6	11.8
159	LEA 110kV LEU - JIANCA	81.6	6.2
160	LEA 110kV SEGARCEA - HOREZU	81.6	2.6
161	LEA 110kV STREHAIA - FILIASI	81.6	18.7
162	LEA 110kV FILIASI - TURBUREA	82	15
163	LEA 110kV FILIASI - ALMAJ	82	13.1
164	LEA 110kV FILIASI - ARMATURI	81.6	18.4
165	LEA 110kV ALMAJ - MOFLESTI	81.6	1
166	LEA 110kV BAILESTI - GALICEA	81.6	20.2
167	LEA 110kV BAILESTI - BASARABI2	81.6	10.7
168	LEA 110kV GALICEA - CETATE2	81.6	16
169	LEA 110kV CETATE2 - CUJMIR	81.6	14
170	LEA 110kV CETATE2 - GRUIA	81.6	22.2
171	LEA 110kV CETATE2 - BASARABI2	71.7	21.4
172	LEA 110kV BASARABI1 - RCALAF5	81.6	1.5
173	LEA 110kV BASARABI1 - CETATE1	71.7	1.7
174	LEA 110kV RCALAF5 - CETATE1	81.6	1.5

Analiza Regimurilor N-1, mai semnificative (cele din care rezulta încărcări mai mari de 45%I_{lim}), este prezentată în tabelul:

Nr. Crt.	Element deconectat	Element incarcat	Lim.Term. [MVA]	Incarcarea [%]
1	LEA 400kV TANTARENI - SLATINA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	94
2	LEA 400kV TANTARENI - RAREF1	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	98.2
3	LEA 400kV TANTARENI - RBRADU1	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	98.1
5	LEA 400kV URECHEȘTI - RDOMNE1	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	94.9
6	LEA 400kV PDF - SLATINA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	98
7	LEA 400kV PDF - RESITA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	98.8
8	LEA 400kV TANTARENI - XKO_TI11	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	98.6
9	LEA 400kV PDF - XPF_DJ11	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	98.7
10	LEA 220kV PDF2 - RRESIT2A	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.8
11	LEA 220kV PDF1 - RRESIT2A circ2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.8
12	LEA 220kV CRAIOVAN1 - RTR. M2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	102.1
13	LEA 220kV CRAIOVAN2 - SLATINA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	106.1
14	LEA 220kV ISALNITA2 - GRADISTE	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	99.1
15	LEA 220kV TGJUNORD - PAROȘENI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	91.8
16	LEA 110kV RDABUL5 - RTR.MA5B	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.8
17	LEA 110kV RDABUL5 - RPOTEL5	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.8
18	LEA 110kV RAMARA5 - RCARACV5	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.8
19	LEA 110kV RTR.S.5 - RTOPL51	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.8
20	AT 400/220kV URECHEȘTI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	109.1
21	AT 400/220kV PDF	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.7
22	AT2 400/220kV PDF	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.7
23	AT 400/220kV PDF	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.7
24	AT 220/110kV ROMARE2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.8
25	AT2 220/110kV ROMARE2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.8
26	AT 220/110kV URECHEȘTI	LEA 110kV ROGOJELU - PINOASA	81.6	91.2
		LEA 110kV SARDANEȘTI - PINOASA	81.6	90.8
27	AT 220/110kV RTR.SE21	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.8
28	AT 220/110kV RTR.SE22	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.8
29	AT 220/110kV RCETAT21	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.8

30	AT 220/110kV RCALAF2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.8
31	AT 220/110kV CRAIOVAN1	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	103.1
32	AT 220/110kV ISALNITA1	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	98.5
33	AT 220/110kV SARDANEȘTI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.7
34	LEA 400kV TANTARENI - URECHEȘTI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.4
35	LEA 400kV TANTARENI - CET TURCENI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.8
36	LEA 400kV TANTARENI - CET TURCENI circ2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.8
37	LEA 400kV URECHEȘTI - PDF	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.2
38	LEA 400kV URECHEȘTI - CET ROVINARI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.8
39	LEA 400kV URECHEȘTI - CET ROVINARI circ2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.8
40	LEA 220kV ROMARE2 - PDF1	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.8
41	LEA 220kV ROMARE2 - RCETAT21	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.8
42	LEA 220kV URECHEȘTI - SARDANEȘTI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	99
43	LEA 220kV URECHEȘTI - TGJIUNORD	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	91.9
44	LEA 220kV PDF2 - PDF1	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.8
45	LEA 220kV PDF2 - RTR.SE22	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.8
46	LEA 220kV PDF2 - RCETAT21	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.8
47	LEA 220kV PDF1 - RTR.SE21	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.8
48	LEA 220kV RCETAT21 - RCALAF2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.8
49	LEA 220kV CRAIOVAN1 - ISALNITA2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	98.2
50	LEA 220kV CRAIOVAN2 - ISALNITA2 circ2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	98.3
51	LEA 220kV CRAIOVAN2 - SARDANEȘTI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.4
52	LEA 110kV RDABUL5 - RBECH5	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.8
53	LEA 110kV RDABUL5 - RBECH5 circ2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.8
54	LEA 110kV RDABUL5 - ROCOLN5A	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.8
55	LEA 110kV ROCOLN5A - RAMARA5	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.8
56	LEA 110kV OLCIT - CRAIOVAEST	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	99.8
57	LEA 110kV CRAIOVAEST - DIF1	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.8
58	LEA 110kV CRAIOVAEST - SIMNIC2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.7

59	LEA 110kV DIF1 - ELECTROPUTER	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.8
60	LEA 110kV DIF1 - SIMNIC2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.8
61	LEA 110kV DIF1 - PODARI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	99.1
62	LEA 110kV DIF1 - LEU	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.5
63	LEA 110kV DIF2 - ELECTROPUTER	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.8
64	LEA 110kV DIF2 - CRAIOVAN1	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.7
65	LEA 110kV ELECTROPUTER - CRAIOVASUD	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.8
66	LEA 110kV ELECTROPUTER - CERNELE	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.8
67	LEA 110kV SIMNIC1 - CRAIOVAN1	LEA 110kV SIMNIC1 - CRAIOVAN1 circ2	79.5	95.9
		LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.8
68	LEA 110kV SIMNIC1 - CRAIOVAN1 circ2	LEA 110kV SIMNIC1 - CRAIOVAN1	79.5	95.9
		LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.8
69	LEA 110kV SIMNIC1 - CRAIOVITA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.4
70	LEA 110kV SIMNIC2 - GHERCEȘTI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.7
71	LEA 110kV GHERCEȘTI - CRAIOVAN2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.7
72	LEA 110kV CRAIOVAN2 - FILIASI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	98.8
73	LEA 110kV CRAIOVAN2 - STOINA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.7
74	LEA 110kV CRAIOVITA - ISALNITA2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.8
75	LEA 110kV CRAIOVITA - CRAIOVACENTR	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.8
76	LEA 110kV ISALNITA2 - CERNELE	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.8
77	LEA 110kV ISALNITA2 - ALMAJ	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	98.5
78	LEA 110kV ISALNITA2 - BAILEȘTI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	105.7
79	LEA 110kV ISALNITA1 - CERNELE	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.8
80	LEA 110kV CERNELE - PREFABRICATE	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.8
81	LEA 110kV PREFABRICATE - CRAIOVASUD	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.8

82	LEA 110kV CRAIOVASUD - CRAIOVACENTR	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.8
83	LEA 110kV PODARI - SEGARCEA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	98.7
84	LEA 110kV LEU - JIANCA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	98.2
85	LEA 110kV SEGARCEA - HOREZU	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	98
86	LEA 110kV POJARU - BARBATEȘTI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	98.4
87	LEA 110kV BARBATEȘTI - TURBUREA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	98.1
88	LEA 110kV BARBATEȘTI - STOINA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.7
89	LEA 110kV CARBUNEȘTI - TGJIUNORD	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	101.8
90	LEA 110kV TGJIUNORD - CAUCIUC1	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.7
91	LEA 110kV TGJIUNORD - CAUCIUC2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.7
92	LEA 110kV TGJIUNORD - BARSEȘTI2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	98
93	LEA 110kV IUM - CAUCIUC2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.7
94	LEA 110kV IUM - TGJIUSUD1	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.7
95	LEA 110kV CAUCIUC1 - TGJIUSUD2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.7
96	LEA 110kV TGJIUSUD2 - BARSEȘTI1	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.7
97	LEA 110kV TGJIUSUD2 - URECHEȘTI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	96.4
98	LEA 110kV BARSEȘTI1 - ROGOJELU	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	98.2
99	LEA 110kV ROGOJELU - JILT	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	92.3
100	LEA 110kV ROGOJELU - URECHEȘTI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.3
101	LEA 110kV ROGOJELU - URECHEȘTI circ2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.3
102	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	LEA 110kV GODINEȘTI - LUPOAIA	81.6	103.2
		LEA 110kV LUPOAIA - MOTRU	81.6	96.7
		LEA 110kV MOTRU - ROSIUTA	81.6	95.8
103	LEA 110kV ROGOJELU - PINOASA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	91.8
104	LEA 110kV JILT - SARDANEȘTI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	98.2
105	LEA 110kV JILT - SARDANEȘTI circ2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	98.2
106	LEA 110kV JILT - ROSIUTA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	101.5

107	LEA 110kV GODINEȘTI - LUPOAIA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	111.9
108	LEA 110kV LUPOAIA - MOTRU	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	108.8
109	LEA 110kV MOTRU - VALEAMARE	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	111.5
110	LEA 110kV MOTRU - STREHAIA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	104.2
111	LEA 110kV MOTRU - HUSNICIOARA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	96.8
112	LEA 110kV MOTRU - ROSIUTA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	114.2
113	LEA 110kV STREHAIA - FILIASI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	103.1
114	LEA 110kV FILIASI - TURBUREA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	98.7
115	LEA 110kV FILIASI - ALMAJ	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	99.1
116	LEA 110kV FILIASI - ARMATURI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	100.6
117	LEA 110kV SARDANEȘTI - PINOASA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	91.8
118	LEA 110kV ALMAJ - MOFLEȘTI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.7
119	LEA 110kV BAILEȘTI - GALICEA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	98.4
120	LEA 110kV BAILEȘTI - BASARABI2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	98.2
121	LEA 110kV GALICEA - CETATE2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	98.2
122	LEA 110kV CETATE2 - CUJMIR	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	98.1
123	LEA 110kV CETATE2 - GRUIA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	98.4
124	LEA 110kV CETATE2 - BASARABI2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	98.2
125	LEA 110kV BASARABI1 - RCALAF5	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.8
126	LEA 110kV BASARABI1 - CETATE1	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.8
127	LEA 110kV RCALAF5 - CETATE1	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.8
128	LEA 110kV CUJMIR - GRUIA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	98.2
129	LEA 110kV GRUIA - OSTROVUMARE	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	106.1
130	LEA 110kV OSTROVUMARE - BURILA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	100.3
131	LEA 110kV BURILA - VANJUMARE	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.2
132	LEA 110kV BURILA - VANJUMARE circ2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.2
133	LEA 110kV ARMATURI - BANOVIȚA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	100.7
134	LEA 110kV HUSNICIOARA - BANOVIȚA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	95.3
135	LEA 110kV VANJUMARE - BANOVIȚA	LEA 110kV ISALNITA2 - BAILEȘTI	81.6	93.7

136	LEA 110kV RBANOV51 - RTR.S.5	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.8
137	LEA 110kV RBANOV51 - RTR.S.5 circ2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.8
138	LEA 110kV RBANOV51 - RDROBE5A	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.8
139	LEA 110kV CETDROBETA - BANOVITA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	101.8
140	LEA 110kV RTR.S.5 - RDROBE5B	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.8
141	LEA 110kV RTR.S.5 - RDROBE5B circ2	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.8
142	LEA 110kV ROMARE52B - ROMARE51B	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.7
143	LEA 110kV STOINA - MOFLEȘTI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	94.3	97.7

Liniile care se supraîncarcă sunt:

LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI

LEA 110kV GODINEȘTI - LUPOAIA

5.2.3 Etapa VDI 2024

Din analiza regimurilor staționare cu N și N-1 elemente în funcțiune în zona analizată a rezultat că sunt satisfăcute condițiile de încărcare a elementelor de rețea (Anexa C) și sunt satisfăcute condițiile de încadrare în limitele admisibile de tensiune (Anexa C).

În urma analizei regimurilor cu N elemente în funcțiune se observă că nu există supraîncărcări sau supratensiuni în RED sau RET pentru zona de rețea analizată.

Nr. Crt.	Element incarcat	Lim.Term. [MVA]	Incarcarea [%]
1	LEA 400kV XKO_TI11 - TANTARENI	1741.3	3.7
2	LEA 400kV TANTARENI - URECHEȘTI	1518.9	15
3	LEA 400kV TANTARENI - SLATINA	1518.9	16
4	LEA 400kV TANTARENI - RBRADU1	1518.9	11
5	LEA 400kV TANTARENI - SIBIU	1518.9	19.8
6	LEA 400kV TANTARENI - CET TURCENI	1518.9	16.2
7	LEA 400kV TANTARENI - CET TURCENI circ2	1518.9	16.2
8	LEA 400kV URECHEȘTI - P.D.F	1518.9	20.3
9	LEA 400kV URECHEȘTI - DOMNEȘTI	1518.9	17.1
10	LEA 400kV URECHEȘTI - CET ROVINARI	1518.9	29.5
11	LEA 400kV URECHEȘTI - CET ROVINARI circ2	1518.9	29.5
12	AT 400/220kV URECHEȘTI	400	36.2
13	LEA 220kV URECHEȘTI - SARDANEȘTI	384.1	5.9

14	LEA 220kV URECHESTI - TGJIUNORD	384.1	44.8
15	AT 220/110kV URECHESTI	200	42.9
16	LEA 220kV CRAIOVAN2 - SARDANESTI	384.1	9
17	AT 220/110kV SARDANESTI	200	24.1
18	LEA 220kV TGJIUNORD - PAROSENİ	384.1	44.8
19	LEA 110kV CRAIOVAN2 - STOINA	119.6	3.9
20	LEA 110kV POJARU - BARBATESTI	105	5.7
21	LEA 110kV BARBATESTI - TURBUREA	105	5.6
22	LEA 110kV BARBATESTI - STOINA	119.6	4.8
23	LEA 110kV CARBUNESTI - TGJIUNORD	120.1	29.4
24	LEA 110kV TGJIUNORD - CAUCIUC1	119.6	23.6
25	LEA 110kV TGJIUNORD - CAUCIUC2	119.6	21.9
26	LEA 110kV TGJIUNORD - RBIRSE52	119.6	17.9
27	LEA 110kV IUM - CAUCIUC2	119.6	21.9
28	LEA 110kV IUM - TGJIUSUD1	119.6	17.3
29	LEA 110kV CAUCIUC1 - TGJIUSUD2	119.6	22.2
30	LEA 110kV TGJIUSUD2 - BARSESTI	119.6	8.5
31	LEA 110kV TGJIUSUD2 - URECHESTI	119.6	46
32	LEA 110kV BARSESTI - ROGOJELU	119.6	11.3
33	LEA 110kV ROGOJELU - JILT	119.6	18.2
34	LEA 110kV ROGOJELU - URECHESTI	120.1	11.8
35	LEA 110kV ROGOJELU - URECHESTI circ2	120.1	11.8
36	LEA 110kV ROGOJELU - GODINESTI	138.2	67.2
37	LEA 110kV ROGOJELU - PINOASA	119.6	28.6
38	LEA 110kV JILT - SARDANESTI	119.6	9.3
39	LEA 110kV JILT - SARDANESTI circ2	119.6	9.3
40	LEA 110kV JILT - ROSIUTA	119.6	12.7
41	LEA 110kV GODINESTI - LUPOAIA	119.6	19.7
42	LEA 110kV GODINESTI - VALEAMARE	119.6	14.5
43	LEA 110kV LUPOAIA - MOTRU	119.6	13.4
44	LEA 110kV MOTRU - VALEAMARE	119.6	24.6
45	LEA 110kV MOTRU - STREHAIA	119.6	18.1
46	LEA 110kV MOTRU - HUSNICIOARA	119.6	6.1
47	LEA 110kV MOTRU - ROSIUTA	119.6	20.7
48	LEA 110kV FILIASI - TURBUREA	120.1	12.8
49	LEA 110kV SARDANESTI - PINOASA	119.6	28.5
50	LEA 110kV ALMAJ - MOFLESTI	119.6	1.9
51	LEA 110kV STOINA - MOFLESTI	119.6	2.4
52	LEA 400kV XPF_DJ11 - P.D.F	1518.9	2.6
53	LEA 400kV URECHESTI - P.D.F	1518.9	20.3
54	LEA 400kV P.D.F - SLATINA	1518.9	4.8
55	LEA 400kV P.D.F - RRESIT1	1741.3	30.6
56	AT 400/220kV RP.D.F2B	500	20.2

57	AT2 400/220kV RP.D.F2B	500	20.2
58	AT 400/220kV RP.D.F2A	500	20.2
59	LEA 220kV ROMARE2 - RP.D.F2A	417.7	16.9
60	LEA 220kV ROMARE2 - RCETAT21	417.7	9.9
61	AT 220/110kV ROMARE2	200	29.2
62	AT2 220/110kV ROMARE2	200	29.2
63	LEA 220kV RP.D.F2B - RP.D.F2A	333.4	8.4
64	LEA 220kV RP.D.F2B - RTR.SE22	417.7	4.4
65	LEA 220kV RP.D.F2B - RCETAT21	417.7	5.4
66	LEA 220kV RP.D.F2B - RRESIT2A	417.7	43.8
67	TrafoGen RP.D.F2B	216	48.1
68	TrafoGen RP.D.F2B	216	48.1
69	TrafoGen RP.D.F2B	216	48.1
70	TrafoGen RP.D.F2B	216	48.1
71	LEA 220kV RP.D.F2A - RTR.SE21	417.7	4.4
72	LEA 220kV RP.D.F2A - RRESIT2A circ2	417.7	43.8
73	TrafoGen RP.D.F2A	216	48.1
74	TrafoGen RP.D.F2A	216	48.1
75	AT 220/110kV RTR.SE21	200	9.6
76	AT 220/110kV RTR.SE22	200	9.7
77	LEA 110kV MOTRU - STREHAIA	119.6	18.1
78	LEA 110kV MOTRU - HUSNICIOARA	119.6	6.1
79	LEA 110kV STREHAIA - FILIASI	119.6	14.2
80	LEA 110kV FILIASI - ARMATURI	119.6	15.4
81	LEA 110kV CETATE2 - CUJMIR	119.6	10.3
82	LEA 110kV CETATE2 - GRUIA	119.6	17.1
83	LEA 110kV CUJMIR - GRUIA	119.6	14
84	LEA 110kV GRUIA - OSTROVUMARE	144	26.7
85	LEA 110kV OSTROVUMARE - BURILA	144	10.3
86	LEA 110kV BURILA - VANJUMARE	119.6	14.9
87	LEA 110kV BURILA - VANJUMARE circ2	119.6	14.9
88	LEA 110kV ARMATURI - BANOVITA	119.6	16
89	LEA 110kV HUSNICIOARA - BANOVITA	119.6	7.1
90	LEA 110kV VANJUMARE - BANOVITA	139.5	27.5
91	LEA 110kV ROMARE52B - ROMARE51B	228.6	15.4
92	LEA 220kV ROMARE2 - RCETAT21	417.7	9.9
93	LEA 220kV RP.D.F2B - RCETAT21	417.7	5.4
94	LEA 220kV RCETAT21 - RCALAF2	417.7	2.1
95	AT 220/110kV RCETAT21	200	5
96	AT 220/110kV RCALAF2	200	4.3
97	LEA 220kV SLATINA - CRAIOVAN2	835.4	17.5
98	LEA 220kV GRADISTE - ISALNITA2	417.7	26.5
99	LEA 220kV CRAIOVAN1 - ISALNITA2	417.7	23.7

100	AT 220/110kV CRAIOVAN1	200	20.4
101	LEA 220kV CRAIOVAN1 - RTR. M2	417.7	25.7
102	LEA 220kV CRAIOVAN2 - ISALNITA2	417.7	23.8
103	LEA 220kV CRAIOVAN2 - SARDANESTI	384.1	9
104	AT 220/110kV ISALNITA1	200	13
105	LEA 110kV RTR.MA5B - RDABUL5	139.5	3.3
106	LEA 110kV RPOTEL5 - RDABUL5	120.1	2.6
107	LEA 110kV RDABUL5 - RBECH5	119.6	2.7
108	LEA 110kV RDABUL5 - RBECH5 circ2	119.6	2.7
109	LEA 110kV RDABUL5 - ROCOLN5A	119.6	1.9
110	LEA 110kV ROCOLN5A - RAMARA5	119.6	2.5
111	LEA 110kV RAMARA5 - RCARACV5	119.6	4.7
112	LEA 110kV OLCIT - CRAIOVAEST	119.6	5.8
113	LEA 110kV CRAIOVAEST - DIF1	139.5	3.3
114	LEA 110kV CRAIOVAEST - SIMNIC2	116.4	12.5
115	LEA 110kV DIF1 - ELECTROPOTER	139.5	4.6
116	LEA 110kV DIF1 - SIMNIC2	138	4.5
117	LEA 110kV DIF1 - PODARI	119.6	10.1
118	LEA 110kV DIF1 - LEU	139.5	2.5
119	LEA 110kV DIF2 - ELECTROPOTER	139.5	2.6
120	LEA 110kV DIF2 - CRAIOVAN1	139.5	14.5
121	LEA 110kV ELECTROPOTER - CRAIOVASUD	119.6	4.8
122	LEA 110kV ELECTROPOTER - CERNELE	119.6	3
123	LEA 110kV SIMNIC1 - CRAIOVAN1	116.4	31.8
124	LEA 110kV SIMNIC1 - CRAIOVAN1 circ2	116.4	31.8
125	LEA 110kV SIMNIC1 - CRAIOVITA	116.4	34.5
126	TrafoGen SIMNIC1	190	64
127	LEA 110kV SIMNIC2 - GHERCESTI	138	15
128	LEA 110kV GHERCESTI - CRAIOVAN2	139.5	14.8
129	LEA 110kV CRAIOVAN2 - FILIASI	119.6	7.8
130	LEA 110kV CRAIOVAN2 - STOINA	119.6	3.9
131	LEA 110kV CRAIOVITA - ISALNITA2	119.6	8.8
132	LEA 110kV CRAIOVITA - CRAIOVACENTR	121.9	9.7
133	LEA 110kV ISALNITA2 - CERNELE	119.6	11.5
134	LEA 110kV ISALNITA2 - ALMAJ	119.6	7.9
135	LEA 110kV ISALNITA2 - BAILESTI	119.6	25.1
136	LEA 110kV ISALNITA1 - CERNELE	119.6	3.4
137	LEA 110kV CERNELE - PREFABRICATE	119.6	11.6
138	LEA 110kV PREFABRICATE - CRAIOVASUD	119.6	1.3
139	LEA 110kV CRAIOVASUD - CRAIOVACENTR	119.6	10.1
140	LEA 110kV PODARI - SEGARCEA	119.6	6.3
141	LEA 110kV LEU - JIANCA	119.6	4.6
142	LEA 110kV STREHAIA - FILIASI	119.6	14.2

143	LEA 110kV FILIASI - TURBUREA	120.1	12.8
144	LEA 110kV FILIASI - ALMAJ	120.1	10.4
145	LEA 110kV FILIASI - ARMATURI	119.6	15.4
146	LEA 110kV ALMAJ - MOFLESTI	119.6	1.9
147	LEA 110kV BAILESTI - GALICEA	119.6	14.1
148	LEA 110kV BAILESTI - BASARABI2	119.6	8.3
149	LEA 110kV GALICEA - CETATE2	119.6	12.7
150	LEA 110kV CETATE2 - CUJMIR	119.6	10.3
151	LEA 110kV CETATE2 - GRUIA	119.6	17.1
152	LEA 110kV CETATE2 - BASARABI2	105	15.6
153	LEA 110kV BASARABI1 - CETATE1	105	1.3
154	LEA 110kV RCALAF5 - CETATE1	119.6	1

Analiza Regimurilor N-1, mai semnificative (cele din care rezulta încărcări mai mari de 45%I_{lim}), este prezentată în tabelul:

Nr. Crt.	Element deconectat	Element incarcat	Lim.Term. [MVA]	Incarcarea [%]
1	AT 400/220kV URECHESTI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINESTI	138.2	75.9
2	AT 220/110kV CRAIOVAN1	LEA 110kV ROGOJELU - GODINESTI	138.2	70.1
3	LEA 110kV ISALNITA2 - BAILESTI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINESTI	138.2	71.9
4	LEA 110kV JILT - ROSIUTA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINESTI	138.2	74.2
5	LEA 110kV GODINESTI - LUPOAIA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINESTI	138.2	76.6
6	LEA 110kV LUPOAIA - MOTRU	LEA 110kV ROGOJELU - GODINESTI	138.2	74
7	LEA 110kV MOTRU - VALEAMARE	LEA 110kV ROGOJELU - GODINESTI	138.2	76.3
8	LEA 110kV MOTRU - STREHAIA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINESTI	138.2	72.2
9	LEA 110kV MOTRU - ROSIUTA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINESTI	138.2	78.2
10	LEA 110kV STREHAIA - FILIASI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINESTI	138.2	71.2
11	LEA 110kV GRUIA - OSTROVUMARE	LEA 110kV ROGOJELU - GODINESTI	138.2	73.4

5.2.4 Etapa VDI 2029

Din analiza regimurilor staționare cu N și N-1 elemente în funcțiune în zona analizată a rezultat că sunt satisfăcute condițiile de încărcare a elementelor de rețea (Anexa C) și sunt satisfăcute condițiile de încadrare în limitele admisibile de tensiune (Anexa C).

În urma analizei regimurilor cu N elemente în funcțiune se observă că nu există supraîncărcări sau supratensiuni în RED sau RET pentru zona de rețea analizată.

Nr. Crt.	Element incarcant	Lim.Term. [MVA]	Incarcarea [%]
1	LEA 400kV XKO_TI11 - TANTARENI	1741.3	6.3
2	LEA 400kV TANTARENI - URECHESTI	1518.9	15.5
3	LEA 400kV TANTARENI - SLATINA	1518.9	18.3
4	LEA 400kV TANTARENI - RAREF1	1518.9	6.2
5	LEA 400kV TANTARENI - RBRADU1	1518.9	9.7
6	LEA 400kV TANTARENI - CET TURCENI	1518.9	8.2
7	LEA 400kV TANTARENI - CET TURCENI circ2	1518.9	8.2
8	LEA 400kV URECHESTI - PDF	1518.9	17.2
9	LEA 400kV URECHESTI - RDOMNE1	1518.9	19.7
10	LEA 400kV URECHESTI - CET ROVINARI	1518.9	29.6
11	LEA 400kV URECHESTI - CET ROVINARI circ2	1518.9	29.6
12	AT 400/220kV URECHESTI	400	35
13	LEA 220kV URECHESTI - SARDANESTI	384.1	19.4
14	LEA 220kV URECHESTI - TGJIUNORD	384.1	18.4
15	AT 220/110kV URECHESTI	200	27.1
16	LEA 220kV CRAIOVAN2 - SARDANESTI	384.1	24
17	AT 220/110kV SARDANESTI	200	20.3
18	LEA 220kV TGJIUNORD - PAROSEN1	384.1	18.4
19	LEA 110kV CRAIOVAN2 - STOINA	119.6	2.9
20	LEA 110kV POJARU - BARBATESTI	105	6
21	LEA 110kV BARBATESTI - TURBUREA	105	9
22	LEA 110kV BARBATESTI - STOINA	119.6	4.2
23	LEA 110kV CARBUNESTI - TGJIUNORD	120.1	29.2
24	LEA 110kV TGJIUNORD - CAUCIUC1	119.6	22
25	LEA 110kV TGJIUNORD - CAUCIUC2	119.6	21.3
26	LEA 110kV TGJIUNORD - BARSESTI2	119.6	19.5
27	LEA 110kV IUM - CAUCIUC2	119.6	21.3
28	LEA 110kV IUM - TGJIUSUD1	119.6	15.4
29	LEA 110kV CAUCIUC1 - TGJIUSUD2	119.6	20.5
30	LEA 110kV TGJIUSUD2 - BARSESTI1	119.6	4.2
31	LEA 110kV TGJIUSUD2 - URECHESTI	119.6	37.8
32	LEA 110kV BARSESTI1 - ROGOJELU	119.6	15.4
33	LEA 110kV ROGOJELU - JILT	119.6	24.6
34	LEA 110kV ROGOJELU - URECHESTI	120.1	13.3
35	LEA 110kV ROGOJELU - URECHESTI circ2	120.1	13.3
36	LEA 110kV ROGOJELU - GODINESTI	138.2	51.9
37	LEA 110kV ROGOJELU - PINOASA	119.6	32
38	LEA 110kV JILT - SARDANESTI	119.6	7.6
39	LEA 110kV JILT - SARDANESTI circ2	119.6	7.6

40	LEA 110kV JILT - ROSIUTA	119.6	3.4
41	LEA 110kV GODINEȘTI - LUPOAIA	119.6	31.1
42	LEA 110kV GODINEȘTI - VALEAMARE	119.6	8.3
43	LEA 110kV LUPOAIA - MOTRU	119.6	25
44	LEA 110kV MOTRU - VALEAMARE	119.6	31.1
45	LEA 110kV MOTRU - STREHAIA	119.6	33
46	LEA 110kV MOTRU - HUSNICIOARA	119.6	7.3
47	LEA 110kV MOTRU - ROSIUTA	119.6	11.9
48	LEA 110kV FILIASI - TURBUREA	120.1	16.3
49	LEA 110kV SARDANEȘTI - PINOASA	119.6	31.9
50	LEA 110kV ALMAJ - MOFLEȘTI	119.6	1.3
51	LEA 110kV STOINA - MOFLEȘTI	119.6	3.6
52	LEA 400kV XPF_DJ11 - PDF	1518.9	5.8
53	LEA 400kV URECHEȘTI - PDF	1518.9	17.2
54	LEA 400kV PDF - SLATINA	1518.9	9
55	LEA 400kV PDF - RESITA	1741.3	38.5
56	AT 400/220kV RP.D.F2B	500	37.6
57	AT2 400/220kV RP.D.F2B	500	37.6
58	AT 400/220kV RP.D.F2A	500	37.6
59	LEA 220kV ROMARE2 - RP.D.F2A	417.7	27.7
60	LEA 220kV ROMARE2 - RCETAT21	417.7	14.5
61	AT 220/110kV ROMARE2	200	45.8
62	AT2 220/110kV ROMARE2	200	45.8
63	LEA 220kV RP.D.F2B - RP.D.F2A	333.4	4.4
64	LEA 220kV RP.D.F2B - RTR.SE22	417.7	4.6
65	LEA 220kV RP.D.F2B - RCETAT21	417.7	9.2
66	LEA 220kV RP.D.F2B - RRESIT2A	417.7	35.5
67	TrafoGen RP.D.F2B	216	54.9
68	TrafoGen RP.D.F2B	216	59.5
69	TrafoGen RP.D.F2B	216	59.5
70	TrafoGen RP.D.F2B	216	59.5
71	LEA 220kV RP.D.F2A - RTR.SE21	417.7	4.6
72	LEA 220kV RP.D.F2A - RRESIT2A circ2	417.7	35.5
73	TrafoGen RP.D.F2A	216	54.9
74	TrafoGen RP.D.F2A	216	59.5
75	AT 220/110kV RTR.SE21	200	10
76	AT 220/110kV RTR.SE22	200	10
77	LEA 110kV MOTRU - STREHAIA	119.6	33
78	LEA 110kV MOTRU - HUSNICIOARA	119.6	7.3
79	LEA 110kV STREHAIA - FILIASI	119.6	28.9
80	LEA 110kV FILIASI - ARMATURI	119.6	21.8
81	LEA 110kV CETATE2 - CUJMIR	119.6	12.2
82	LEA 110kV CETATE2 - GRUIA	119.6	19.8

83	LEA 110kV CUJMIR - GRUIA	119.6	16.1
84	LEA 110kV GRUIA - OSTROVUMARE	144	30.7
85	LEA 110kV OSTROVUMARE - BURILA	144	14
86	LEA 110kV BURILA - VANJUMARE	119.6	12.4
87	LEA 110kV BURILA - VANJUMARE circ2	119.6	12.4
88	LEA 110kV ARMATURI - BANOVIȚA	119.6	22.1
89	LEA 110kV HUSNICIOARA - BANOVIȚA	119.6	6
90	LEA 110kV VANJUMARE - BANOVIȚA	139.5	22.6
91	LEA 110kV ROMARE52B - ROMARE51B	228.6	24.4
92	LEA 220kV ROMARE2 - RCETAT21	417.7	14.5
93	LEA 220kV RP.D.F2B - RCETAT21	417.7	9.2
94	LEA 220kV RCETAT21 - RCALAF2	417.7	2.2
95	AT 220/110kV RCETAT21	200	5.2
96	AT 220/110kV RCALAF2	200	4.4
97	LEA 220kV SLATINA - CRAIOVAN2	835.4	3.2
98	LEA 220kV GRADISTE - ISALNITA2	417.7	9.6
99	LEA 220kV CRAIOVAN1 - ISALNITA2	417.7	2.9
100	AT 220/110kV CRAIOVAN1	200	29.2
101	LEA 220kV CRAIOVAN1 - RTR. M2	417.7	20.7
102	LEA 220kV CRAIOVAN2 - ISALNITA2	417.7	2.4
103	LEA 220kV CRAIOVAN2 - SARDANESTI	384.1	24
104	AT 220/110kV ISALNITA1	200	17.6
105	LEA 110kV RTR.MA5B - RDABUL5	139.5	2
106	LEA 110kV RPOTEL5 - RDABUL5	120.1	2.3
107	LEA 110kV RDABUL5 - RBECHES	119.6	9.2
108	LEA 110kV RDABUL5 - RBECHES circ2	119.6	9.2
109	LEA 110kV RDABUL5 - ROCOLN5A	119.6	14.1
110	LEA 110kV ROCOLN5A - RAMARA5	119.6	13.7
111	LEA 110kV RAMARA5 - RCARACV5	119.6	10.8
112	LEA 110kV OLCIT - CRAIOVAEST	119.6	6.2
113	LEA 110kV CRAIOVAEST - DIF1	139.5	5.6
114	LEA 110kV CRAIOVAEST - SIMNIC2	116.4	11
115	LEA 110kV DIF1 - ELECTROPOTER	139.5	2.1
116	LEA 110kV DIF1 - SIMNIC2	138	3
117	LEA 110kV DIF1 - PODARI	119.6	10.8
118	LEA 110kV DIF1 - LEU	139.5	2.5
119	LEA 110kV DIF2 - ELECTROPOTER	139.5	9.2
120	LEA 110kV DIF2 - CRAIOVAN1	139.5	11.2
121	LEA 110kV ELECTROPOTER - CRAIOVASUD	119.6	1.9
122	LEA 110kV ELECTROPOTER - CERNELE	119.6	10.7
123	LEA 110kV SIMNIC1 - CRAIOVAN1	116.4	8.3
124	LEA 110kV SIMNIC1 - CRAIOVAN1 circ2	116.4	8.3
125	LEA 110kV SIMNIC1 - CRAIOVITA	116.4	16.8

126	LEA 110kV SIMNIC2 - GHERCESTI	138	12.2
127	LEA 110kV GHERCESTI - CRAIOVAN2	139.5	12.3
128	LEA 110kV CRAIOVAN2 - FILIASI	119.6	17.2
129	LEA 110kV CRAIOVAN2 - STOINA	119.6	2.9
130	LEA 110kV CRAIOVITA - ISALNITA2	119.6	24.5
131	LEA 110kV CRAIOVITA - CRAIOVACENTR	121.9	5.6
132	LEA 110kV ISALNITA2 - CERNELE	119.6	20.8
133	LEA 110kV ISALNITA2 - ALMAJ	119.6	11.4
134	LEA 110kV ISALNITA2 - BAILESTI	119.6	28.5
135	LEA 110kV ISALNITA1 - CERNELE	119.6	11.2
136	LEA 110kV CERNELE - PREFABRICATE	119.6	20.8
137	LEA 110kV PREFABRICATE - CRAIOVASUD	119.6	9
138	LEA 110kV CRAIOVASUD - CRAIOVACENTR	119.6	6.1
139	LEA 110kV PODARI - SEGARCEA	119.6	6.8
140	LEA 110kV LEU - JIANCA	119.6	5
141	LEA 110kV STREHAIA - FILIASI	119.6	28.9
142	LEA 110kV FILIASI - TURBUREA	120.1	16.3
143	LEA 110kV FILIASI - ALMAJ	120.1	16.5
144	LEA 110kV FILIASI - ARMATURI	119.6	21.8
145	LEA 110kV ALMAJ - MOFLESTI	119.6	1.3
146	LEA 110kV BAILESTI - GALICEA	119.6	16.7
147	LEA 110kV BAILESTI - BASARABI2	119.6	10
148	LEA 110kV GALICEA - CETATE2	119.6	15.2
149	LEA 110kV CETATE2 - CUJMIR	119.6	12.2
150	LEA 110kV CETATE2 - GRUIA	119.6	19.8
151	LEA 110kV CETATE2 - BASARABI2	105	18.1
152	LEA 110kV BASARABI1 - CETATE1	105	1.3
153	LEA 110kV RCALAF5 - CETATE1	119.6	1.1

Analiza Regimurilor N-1, mai semnificative (cele din care rezulta încărcări mai mari de 45%Ilim), este prezentată în tabelul:

Nr. Crt.	Element deconectat	Element incarcat	Lim.Term. [MVA]	Incarcarea [%]
1	AT 400/220kV URECHESTI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINESTI	138.2	60.4
2	AT 220/110kV ROMARE2	AT2 220/110kV ROMARE2	200	91.5
3	AT2 220/110kV ROMARE2	AT 220/110kV ROMARE2	200	91.5
4	LEA 110kV ROGOJELU - GODINESTI	LEA 110kV GODINESTI - LUPOAIA	119.6	68.4
		LEA 110kV LUPOAIA - MOTRU	119.6	63
5	LEA 110kV GODINESTI - LUPOAIA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINESTI	138.2	67.3

6	LEA 110kV LUPOAIA - MOTRU	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	138.2	64.6
7	LEA 110kV MOTRU - VALEAMARE	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	138.2	63.5
8	LEA 110kV MOTRU - STREHAIA	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	138.2	61.1
9	LEA 110kV STREHAIA - FILIASI	LEA 110kV ROGOJELU - GODINEȘTI	138.2	60

5.3 Pierderi de putere

În urma analizei regimurilor cu N elemente în funcțiune s-au calculat pierderile pentru fiecare din regimurile de dimensionare calculate:

	fara CEF Cojani		Cu CEF Cojani	
	ΔP zona	ΔP SEN	ΔP zona	ΔP SEN
	[MW]			
VDV 2024	27,6	171,8	28,4	173,2
VDV 2029	30,7	187	31,6	188,3
VDV 2024	29,0	215,2	29,8	216,9
VDV 2029	33,8	220,5	34,7	221,8

6. Participarea la reglajul tensiunii din zonă

Această analiză s-a efectuat pentru a se determina variația tensiunii în zona analizată datorată apariției noii CEF Cojani – 15,006 MW.

Analiza s-a efectuat în punctul de racordare la SEN, precum și la barele CEF, considerând plaja de variație a puterii reactive aferentă puterii active produse în concordanță cu datele comunicate de beneficiar.

În conformitate cu “Normativul pentru proiectarea SEN” (PE 026/92) analiza reglajului de tensiune se efectuează fără a se apela la reglajul de ploturi, acesta reprezentând o rezervă pentru exploatare. S-au calculat două regimuri permanente corespunzătoare următoarelor situații:

- tensiuni înainte de apariția CEF Cojani – 15,006 MW în punctele analizate: Carbonești – 114.7 kV,
- tensiuni după apariția CEF Cojani – 15,006 MW în punctele analizate: Carbonești – 115.3 kV,

Apariția CEF Cojani – 15,006 MW în Distribuție Oltenia, duce la minimă modificare a tensiunii în zonă.

Se constată că parcul fotovoltaic are un efect local mediu pentru reglajul tensiunii.

Necesarul compensării puterii reactive se va determina ulterior printr-un studiu de compensare a puterii reactive în punctul de racordare/delimitare, după caz (studiu realizat după obținerea ATR), studiu care va respecta cerințele stipulate în Ordinul ANRE nr. 208/2018 respectiv Ordinul ANRE nr 51/2019, pentru centrale formate din module generatoare de categorie C.

7. Calitatea energiei electrice

Funcționarea CEE poate să ridice probleme referitoare la:

- a) încadrarea în banda admisibilă a tensiunii în punctul comun de cuplare (PCC), $U_{nom} \pm 10\%$;
- b) încadrarea în limita de emisie de flicker $P_{st} < 0,35$, $P_{lt} < 0,25$ (conform CEI 61000-3-7:2008);
- c) încadrarea în limitele admisibile pentru emisia de curenți armonici și ai factorului de distorsiune (conform CEI 61000-3-6:2008).

7.1 Tensiune

Verificarea încadrării în banda admisibilă de tensiune în PCC s-a efectuat prin analiza regimurilor staționare.

7.2 Flicker

La punerea în funcțiune a CEE, se vor verifica performanțele enunțate de fabricant.

În conformitate cu normativele în vigoare din punct de vedere al calității energiei electrice noul utilizator va trebui să îndeplinească în PCC următoarele condiții:

- $P_{st} < 0.35$;
- $P_{lt} < 0.25$;

7.3 Armonici

Distorsiunea armonică trebuie limitată la valorile indicate în CEI 61000-3-6 ca valori individuale (% din curentul nominal) și factor de distorsiune (THD).

La punerea în funcțiune a CEE, prin măsurători pe perioade determinate, se vor verifica performanțele enunțate de fabricant.

Indiferent de instalațiile auxiliare aflate în funcțiune și oricare ar fi puterea produsă, **CEF Cojani** trebuie să asigure, în punctul de racordare/delimitare, după caz, respectiv în stația **110/20kV Carbunesti**, în conformitate cu standardele aflate în vigoare (standarde europene și Ordinul ANRE nr. 11/2016 “Standardul de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice”), calitatea energiei electrice, prin încadrarea indicatorilor de calitate ai energiei electrice în limitele impuse prin aceste standarde. În cazul în care, după punerea în funcțiune, prin funcționarea **CEF Cojani** se depășesc limitele impuse prin standardul de performanță atât în punctul de racordare/delimitare, după caz, cât și în stația **110/20kV Carbunesti**, gestionarul centralei este obligat să ia măsuri de reducere a acestor perturbații.



8. Considerente privind condițiile de stabilitate tranzitorie ale invertoarelor din amplasamentul Cojani

Invertoarele de fabricație SolarEdge și SMA, sunt invertoare cu eficiență maximă de 98,3.

Invertoarele dispun de un sistem activ de monitorizare a parametrilor rețelei. Acești parametri se setează conform specificațiilor Operatorului de Sistem și pot fi modificați numai cu autorizarea expresă a Operatorului de Sistem.

În aceste condiții, invertoarele sunt total decuplate de rețea, ceea ce le conferă un grad mare de flexibilitate în exploatare și de adaptabilitate la cerințele operatorilor de distribuție și transport.

Conform documentațiilor tehnice, invertoarele de producție SolarEdge din noua centrală vor avea condiții bune de stabilitate tranzitorie, defectele apărute în rețeaua locală de MT și 110kV neconducând la oscilații care să afecteze funcționarea RED zonală.

La această etapă, fără a avea posibilitatea efectuării unor calcule cu utilizarea unor modele verificate, se poate considera că, din punct de vedere al stabilității tranzitorii, racordarea CEF Cojani nu va ridica probleme deosebite.

Din experiența de utilizare a acestor grupuri în alte sisteme energetice nu s-au semnalat în literatură evenimente deosebite.

9. Analiza cerințelor de monitorizare si reglaj, inclusiv interfața noii surse cu sistemul SCADA și de telecomunicații.

Beneficiarul trebuie să își însușească și să aplice prevederile:

- Ordin **51/17.04.2019** privind aprobarea Procedurii de notificare pentru racordarea unităților generatoare și de verificare a conformității unităților generatoare cu cerințele tehnice privind racordarea unităților generatoare la rețelele electrice de interes public.
- Ordin **233/16.12.2019** privind aprobarea Metodologiei pentru schimbul de date între operatorul de transport și de sistem, operatorii de distribuție și utilizatorii de rețea semnificativi.
- Ordin **208/14.12.2018** pentru aprobarea Normei tehnice privind cerințele tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru module generatoare, centrale formate din module generatoare și centrale formate din module generatoare offshore (situate în larg).
- Regulamentul de programare a unităților de producție dispecerizabile, a consumatorilor dispecerizabili și a instalațiilor de stocare dispecerizabile, aprobat prin Ordinul ANRE **61/31.03.2020**
- Codul Tehnic al Rețelei Electrice de Transport aprobat prin Ordinul ANRE nr. 20/2004 și Ordinul ANRE nr. **35/2004**,
- Codul Tehnic al Rețelelor Electrice de Distribuție aprobat prin Ordinul ANRE nr. **128/2008**.

Datele cuprinse în acest capitol sunt în conformitate cu documentele prezentate mai sus, și nu prezintă în totalitate cerințele prevăzute în ele.

Cerințele sunt prezentate în studiu deoarece se consideră necesară informarea beneficiarului.

Extrase din Ordin **233/16.12.2019** privind aprobarea Metodologiei pentru schimbul de date între operatorul de transport și de sistem, operatorii de distribuție și utilizatorii de rețea semnificativi:

Art 8 — (1) Fiecare gestionar de instalație de producere a energiei electrice racordată la sistemul de distribuție, ce deține unități generatoare reprezentând URS specificați la art. 2 alin. (1) lit. a) și e) din SO GL, furnizează atât la OTS, cât și la OD la care are un punct de racordare, în timp real, următoarele date:

- a) poziția aparatajului de comutație de la grupurile generatoare;
- b) fluxurile de putere activă și reactivă, curentul, tensiunea și frecvența în punctul de racordare,
- e) radiația solară medie la nivelul centralelor electrice fotovoltaice;
- f) puterea disponibilă a centralelor electrice fotovoltaice;

g) după caz, consemnul de putere activă în valoarea netă, semnalul de starea de participare la procesul de stabilizare a frecvenței, puterea activă instantanee cu marcă de timp pentru fiecare unitate generatoare care face parte dintr-o unitate de furnizare a rezervelor sau a unui grup de furnizare a rezervelor.

(10) - Redundanța căilor de comunicație pentru transmiterea datelor de la unitățile generatoare

prevăzute la alin. (1) este asigurată conform prevederilor Ordinului președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 72/2017 pentru aprobarea Normei tehnice privind cerințele tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru grupurile generatoare sincrone, publicat în Monitorul Oficial al României, Partea I, nr. 688 și 688 bis din 24 august 2017, cu modificările și completările ulterioare și ale Ordinului președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 208/2018 pentru aprobarea Normei tehnice privind cerințele tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru module generatoare, centrale formate din module generatoare și centrale formate din module generatoare offshore (situate în larg), publicat în Monitorul Oficial al României, Partea I, nr. 26 și 26 bis din 10 ianuarie 2019.

Art 9 — Fiecare gestionar de instalație de producere a energiei electrice racordată la sistemul de distribuție, care deține unități generatoare reprezentând URS specificați la art. 2 lit. a) și e) din SO GL, transmite la OTS și OD la care este racordat, cu 6 luni înainte de punerea în funcțiune sau de punerea în funcțiune după a retehnologizare a URS, cel puțin următoarele date:

a) date generale privind unitatea generatoare, inclusiv puterea instalată, sursa de energie primară sau tipul de combustibil

b) date privind RSF pentru unitatea de furnizare a rezervelor sau grupul de furnizare a rezervelor calificată/calificat pentru furnizarea de RSF, respectiv:

(i) statismul regulatorului pentru unitățile generatoare de categorie C și D sau parametrul său echivalent pentru grupurile furnizoare de RSF

(ii) puterea activă minimă (P_{min}) și puterea activă maximă (P_{max});

(iii) entitatea de RSF pentru care a fost calificat;

c) date privind RRF pentru unitatea de furnizare de rezerve sau grupul de furnizare de rezerve calificată/calificat pentru furnizarea de RRF, respectiv:

(i) puterea maximă disponibilă;

(ii) rezerva aRRF, respectiv rezerva mRRF, valorile minime și maxime ale puterii unității de furnizare a rezervelor sau ale grupului de furnizare a rezervelor între care poate funcționa unitatea sau grupul de furnizare a RRF, cu luarea în considerare a aRRF, respectiv a mRRF;

(iii) viteza maximă de variație a puterii stabilită în procesul de calificare prealabilă;

d) date privind RI pentru unitatea de furnizare a rezervelor sau grupul de furnizare a rezervelor calificată/calificat pentru furnizarea de RI, respectiv:

(i) puterea maximă disponibilă;

(ii) RI maximă posibil a fi livrată;

(iii) valorile minime și maxime ale puterii unității de furnizare a rezervelor sau ale grupului de furnizare a rezervelor între care poate funcționa unitatea sau grupul de furnizare a RI;

(iv) viteza maximă de variație a puterii stabilită în procesul de calificare prealabilă;

e) date privind sistemele de protecție și automatizare;

f) capacitatea de reglaj al puterii reactive;

- g) posibilitatea de acționare de la distanță a aparatului de comutație;
- h) datele necesare pentru efectuarea simulărilor dinamice în conformitate cu prevederile normelor tehnice de racordare aplicabile, în vigoare;
- i) nivelul de tensiune în punctul de racordare și schema monofilară de racordare a fiecărei unități generatoare,
- j) în cazul unităților generatoare modelate detaliat:
 - (i) puterea activă maximă și puterea activă minimă și, după caz, puterea absorbită în regim de motor/compensator sincron/pompă;
 - (ii) tipul modului de reglaj, respectiv unul dintre următoarele: dezactivat, controlul tensiunii, controlul factorului de putere, controlul puterii reactive și barele la care să realizează reglajul la o valoare de consemn, utilizând unitățile generatoare cu reglaj da tensiune;
 - (iii) valorile maxime și minime pentru puterea reactivă, atunci când se livrează putere activă minimă și maximă, precum și curba de capacitate aferentă;
 - (iv) consumul serviciilor interne ale unității generatoare, reprezentând consumul intern al unității generatoare, modelat ca o sarcină neconformă în punctul de racordare a unității generatoare

Art 10 — Fiecare gestionar de instalație de producere a energiei electrice care deține unități generatoare definite ca URS specificați la art. 2 alin. (1) lit. a) și e) din SO GL informează OTS și OD la care are un punct de racordare, în termenul convenit, dar nu mai târziu de:

- a) prima punere în funcțiune; sau
- b) efectuarea oricăror modificări la instalațiile existente.

9.1. Pentru Varianta 1 de racordare

Beneficiarul trebuie să își însușească și să aplice prevederile Ordin **208/14.12.2018** pentru aprobarea Normei tehnice privind cerințele tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru module generatoare, centrale formate din module generatoare și centrale formate din module generatoare offshore (situate în larg), Capitolul III, Secțiunea a 1. Cerințe generale pentru centralele formate din module generatoare, de categorie C, art. 80 – 98:

Art. 80. Centralele formate din module generatoare, de categorie B trebuie să îndeplinească următoarele cerințe **în ceea ce privește stabilitatea de frecvență:**

- (a) centrala formată din module generatoare trebuie să rămână conectată la rețea și să funcționeze în **domeniile de frecvență** și perioadele de timp prevăzute în tabelul 1B;
- (b) i. centrala formată din module generatoare trebuie să rămână conectată la rețea și să funcționeze la viteze de variație a frecvenței de 2 Hz/s pentru un interval de timp de 500 ms, de 1,5 Hz/s pentru un interval de timp de 1000 ms și de 1,25 Hz/s pentru un interval de timp de 2000 ms, în funcție de tipul de tehnologie și de puterea de scurtcircuit a sistemului în punctul de racordare (valoare precizată de ORR prin ATR).

- ii. valorile de la pct. i) se comunică gestionarului centralei formate din module generatoare, la emiterea ATR;
- iii. reglajele protecțiilor din punctul de racordare coordonate de ORR trebuie să permită funcționarea centralei formate din module generatoare pentru aceste profile de variație a frecvenței.

Tabelul 1B. Durata minimă în care o centrală formată din module generatoare, de categoria B trebuie să fie capabilă să rămână conectată la rețea și să funcționeze la frecvențe care se abat de la valoarea nominală

Domeniul de frecvențe	Durata de funcționare
47,5 Hz – 48,5 Hz	Minim 30 de minute
48,5 Hz – 49 Hz	Minim 30 de minute
49 Hz – 51 Hz	Nelimitat
51,0 Hz – 51,5 Hz	30 de minute

Art. 81. Centralele formate din module generatoare, de categorie B trebuie să aibă capacitatea de a asigura un răspuns limitat la abaterile de frecvență, respectiv la **creșterile de frecvență** peste valoarea nominală de 50 Hz (**RFA-CR**) astfel:

- (a) la creșterile de frecvență, centrala formată din module generatoare trebuie să scadă puterea activă produsă corespunzător variației de frecvență, în conformitate cu figura 1B și următorii parametri:
 - i. pragul de frecvență de la care centrala formată din module generatoare asigură răspunsul la creșterea de frecvență este 50,2 Hz;
 - ii. valoarea statismului setat se situează între 2% și 12% și este dispusă de ORR prin dispoziții de dispecer, la punerea în funcțiune a centralei formate din module generatoare, dar poate fi modificată ori de câte ori se solicită. De regulă, valoarea statismului este de 5%.
 - iii. centrala formată din module generatoare trebuie să fie capabilă să scadă puterea activă corespunzătoare variației de frecvență, cu o întârziere inițială mai mică de 500 ms. În cazul în care această întârziere este mai mare de 500 ms, gestionarul centralei formate din module generatoare justifică această întârziere, furnizând dovezi tehnice către OTS. Timpul de răspuns pentru scăderea de putere în cazul creșterii de frecvență trebuie să fie mai mic sau egal cu 2 secunde pentru o variație de putere de 50% din puterea activă maximă. În cazul centralelor eoliene se acceptă un timp de răspuns (t_2) mai mare, de cel mult 10 secunde pentru o variație de putere de 50% din puterea activă maximă.
- (b) la atingerea puterii corespunzătoare nivelului minim de reglaj, centrala formată din module generatoare trebuie să fie capabilă:
 - i. să stabilizeze puterea activată, într-un timp de maximum 20 secunde și să funcționeze în continuare la acest nivel (în limitele puterii admisibile date de sursa primară) sau
 - ii. să reducă în continuare puterea activă produsă, conform dispoziției de dispecer și în conformitate cu caracteristicile funcționale ale modulelor generatoare de același tip; sau
 - iii. să mențină nivelul de putere atins cu o toleranță permisă de $\pm 5\%$ P_{max} , cât timp abaterea de frecvență se menține.

- (c) centrala formată din module generatoare trebuie să rămână în funcționare stabilă pe durata funcționării în modul RFA-CR, la creșteri ale frecvenței peste 50,2 Hz. Când RFA-CR este activ, consemnul RFA-CR prevalează asupra oricărei referințe a puterii active.

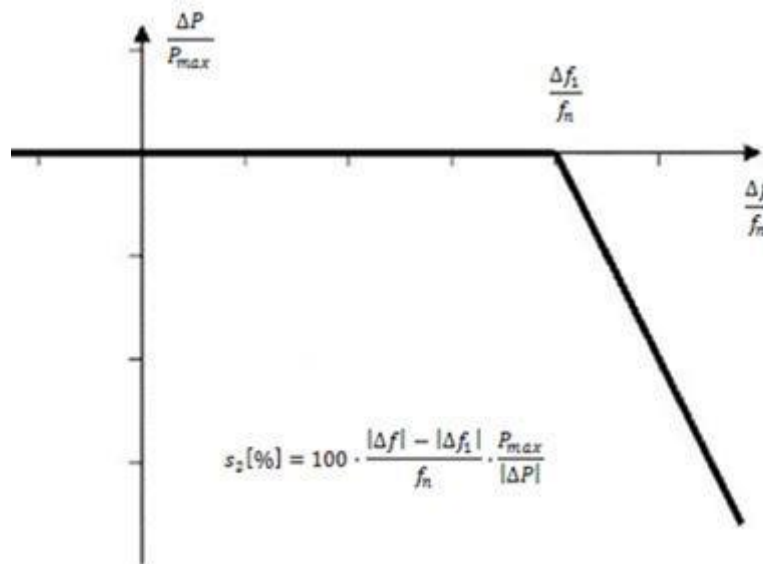


Fig. 1B. Capabilitatea de răspuns în putere activă la abaterile de frecvență în modul RFA-CR pentru centralele formate din module generatoare, de categorie B

unde: P_{max} este referința de putere activă față de care se stabilește ΔP - și anume puterea maximă a centralei formate din module generatoare; ΔP este variația puterii active produse de centrala formată din module generatoare; Δf este abaterea frecvenței în rețea; f_n este frecvența nominală (50 Hz) în rețea. În cazul creșterilor de frecvență, unde Δf este mai mare de +200 mHz față de valoarea nominală (50 Hz), centrala formată din module generatoare trebuie să scadă puterea activă în conformitate cu statistumul s_2

Art. 82. Centrala formată din module generatoare, de categorie B trebuie să poată menține constantă valoarea puterii active mobilizate indiferent de variațiile de frecvență, în limita puterii oferite de sursa primară, cu excepția cazului în care modulele generatoare care intră în componența centralei răspund la creșterile de frecvență în conformitate cu prevederile Art. 81 sau au reduceri de putere activă la scăderea frecvenței, acceptate de ORR în conformitate cu prevederile Art. 83 și Art. 84.

Art. 83. OTS stabilește reducerea de putere activă produsă de centrala formată din module generatoare, de categorie B față de puterea maximă produsă (admisibilă, dată de sursa primară), ca urmare a scăderii frecvenței, în limitele admisibile prezentate în figura 2B, astfel:

- (a) la scăderea frecvenței sub 49 Hz, se admite reducerea puterii active maxime (admisibile, dată de sursa primară) cu un procent egal cu 2% din puterea activă maximă produsă la frecvența de 50 Hz, pentru fiecare scădere a frecvenței cu 1 Hz. Este admisă orice curbă de reducere a puterii active maxime produse în funcție de frecvență care se situează deasupra liniei punctate.
- (b) se admite o reducere maximă a puterii active produse la scăderea frecvenței sub 49,5 Hz, cu un procent egal cu 10% din puterea activă maximă produsă la frecvența de 50 Hz, pentru fiecare scădere a frecvenței cu 1 Hz dacă frecvența este mai mică

decât 49,5 Hz pentru o durată mai mare de 30 s. Este admisă orice curbă de reducere a puterii active maxime funcție de frecvență, care se situează deasupra liniei continue.

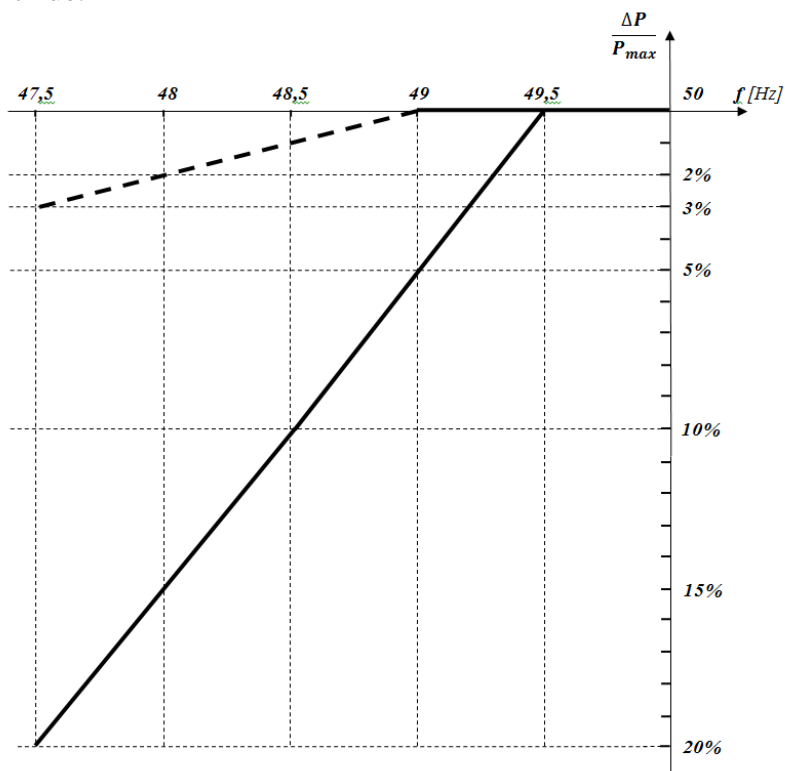


Fig. 2B. Limitele admisibile ale reducerii de putere stabilite de OTS în cazul scăderii frecvenței

Art. 84.

- (1) Reducerea admisibilă de putere activă față de puterea maximă produsă (puterea admisibilă dată de sursa primară), în cazul unor abateri de frecvență sub valoarea de 49,5 Hz, se stabilește:
 - (a) în condiții de mediu standard corespunzătoare temperaturii de 20 grade Celsius. După caz, gestionarul transmite ORR diagrama de dependență a puterii active de temperatură pentru cel puțin un set de temperaturi: -10°C, 0°C, 15°C, 25°C, 30°C, 40°C;
 - (b) în funcție de capabilitatea tehnică a modulelor generatoare care intră în componența centralei formate din module generatoare.

- (2) Gestionarul centralei formate din module generatoare, transmite ORR diagrama de dependență a puterii active de factorii de mediu (temperatură, presiune, iradianță solară respectiv viteza vântului, după caz) și datele tehnice referitoare la capacitatea tehnică a modulelor generatoare care intră în componența centralei, prevăzute în Anexa nr. 5 la prezenta normă tehnică;
- (3) Datele prevăzute la alin. (2) se transmit în etapa de studiu de soluție aferentă procesului de racordare.

Art. 85.

- (1) Centrala formată din module generatoare, de categorie B trebuie să fie prevăzută cu o interfață logică sau protecții aferente în scopul de a reduce puterea activă produsă până la oprire într-un timp de maximum cinci secunde de la recepționarea, la nivelul interfeței, a comenzii de deconectare.
- (2) ORR are dreptul de a stabili cerințele tehnice pentru interfața logică prevăzută la alin. (1) și modul de conectare a acesteia cu sistemul SCADA propriu ORR.

Art. 86.

- (1) ORR stabilește cerințele în care o centrală formată din module generatoare, de categorie B se conectează automat la rețea, după ce acestea au fost agreate cu OTS.
- (2) Cerințele prevăzute la alin. (1) includ:
 - (a) domeniile de frecvență în care este admisă conectarea automată (în intervalul $(47,5 \div 51)$ Hz), domeniul de tensiune $((0,9-1,1) U_n)$, timpul de observare/validare (inclusiv timpul de sincronizare) și menținere a parametrilor mășurați în domeniul precizat de maximum 300 secunde;
 - (b) rampa admisă pentru creșterea puterii active după conectare ($\leq 20\% P_{\max}/\min$), de regulă $10\% P_{\max}/\min$ (valoarea setată se alege în intervalul indicat de producătorul modulelor generatoare).

Art. 87. Centralele formate din module generatoare, de categorie B trebuie să îndeplinească următoarele cerințe privind reglajul frecvență - putere activă:

- (a) pentru a regla puterea activă produsă, centrala formată din module generatoare trebuie să fie echipată cu o interfață (port de intrare) care să permită recepționarea unui consemn de putere în sensul de reducere;
- (b) modulul generator va realiza consemnul de putere în maximum 60 secunde, cu o precizie de $\pm 5\% P_{\max}$ și
- (c) ORR are dreptul de a stabili cerințele pentru echipamente suplimentare care să permită reglajul de la distanță al puterii active. Aceste cerințe sunt specificate în ATR.

Art. 88. Centralele formate din module generatoare, de categorie B trebuie să îndeplinească următoarele cerințe **de stabilitate în funcționare, referitoare la :**

- (a) capacitatea de trecere peste defect:
 - i. centrala formată din module generatoare trebuie să fie capabilă să rămână conectată la rețea, continuând să funcționeze în mod stabil după un defect în rețea eliminat corect, în conformitate cu dependența tensiune-timp descrisă în figura 3B, raportată la punctul de racordare/delimitare, după caz;
 - ii. diagrama de evoluție a tensiunii în timp reprezintă o limită inferioară permisă a evoluției tensiunii de linie a rețelei în punctul de racordare/delimitare, la apariția unui defect simetric, ca funcție de timp înainte de defect, în timpul defectului și după eliminarea defectului;

- iii. OTS stabilește și face publice condițiile, înainte și după defect, pentru capacitatea de trecere peste defect, în ceea ce privește:
 1. calculul puterii minime de scurtcircuit înainte de defect în punctul de racordare/delimitare, după caz;
 2. punctul de funcționare al centralei formate din module generatoare ca putere activă și reactivă înainte de defect în punctul de racordare/delimitare, după caz, și tensiunea în punctul de racordare/delimitare, după caz; și
 3. calculul puterii minime de scurtcircuit după defect în punctul de racordare/delimitare, după caz;
- iv. la solicitarea unui gestionar al centralei formate din module generatoare, ORR furnizează condițiile care se iau în considerare pentru capacitatea de trecere peste defect înainte și după defect, ca rezultat al calculelor din punctul de racordare/delimitare, după caz, așa cum se prevede la pct. iii) privind:
 1. puterea minimă de scurtcircuit înainte de defect în fiecare punct de racordare/delimitare, după caz, exprimată în MVA;
 2. punctul de funcționare al centralei formate din module generatoare înainte de defect, exprimat prin puterea activă, putere reactivă și tensiunea în punctul de racordare/delimitare, după caz; și
 3. puterea minimă de scurtcircuit după defect în punctul de racordare/delimitare, după caz, exprimată în MVA.
- v. centrala formată din module generatoare trebuie să rămână conectată la rețea și să continue să funcționeze stabil în cazul în care variația reală a tensiunii de linie a rețelei în punctul de racordare/delimitare, după caz, pe durata unui defect simetric, este mai mare decât limita inferioară de evoluție a tensiunii descrisă în diagrama de trecere peste defect prevăzută la pct. ii), cu excepția declanșărilor prin protecțiile împotriva defectelor electrice interne. Schemele și setările sistemelor de protecție împotriva defectelor electrice interne nu trebuie să periclitizeze performanța capacității de trecere peste defect;
- vi. cu luarea în considerare a cerințelor prevăzute la punctul v), gestionarul centralei formate din module generatoare stabilește protecția la tensiune minimă (fie capacitatea de trecere peste defect, fie tensiunea minimă definită în punctul de racordare/delimitare, după caz) în conformitate cu domeniul maxim de tensiune aferent centralei formate din module generatoare, cu excepția cazului în care ORR solicită un domeniu mai restrâns. Setările sunt justificate de gestionarul centralei formate din module generatoare în conformitate cu prevederile pct. vi);



Fig. 3B. Diagrama de capabilitate privind trecerea peste defect a unei centrale formate din module generatoare, de categorie B

Notă: Diagrama din fig. 3B. reprezintă limita inferioară a graficului de evoluție în timp a tensiunii în punctul de racordare/delimitare, după caz, exprimată ca raport între valoarea curentă și valoarea de referință a tensiunii, exprimată în unități relative, înainte, în timpul și după eliminarea unui defect. Tensiunea U_{ret} este tensiunea reziduală în punctul de racordare/delimitare, după caz, în timpul unui defect, t_{clear} este momentul în care defectul a fost eliminat. U_{rec1} , U_{rec2} , t_{rec1} , t_{rec2} și t_{rec3} specifică anumite puncte ale limitelor inferioare ale tensiunii reziduale după eliminarea defectului. Parametrii referitori la trecerea peste defect sunt prevăzuți în Tabelul 2B.

Tabelul 2B. Parametrii referitori la capabilitatea de trecere peste defect la centralele formate din module generatoare

Parametrii tensiunii [PU]		Parametrii de timp [secunde]	
U_{ret} :	0,15	t_{clear} :	0,25
U_{clear} :	0.15	t_{rec1} :	0.25
U_{rec1} :	0.15	t_{rec2} :	0,25
U_{rec2} :	0,85	t_{rec3} :	3,0

- (b) capabilitatea de trecere peste defect în cazul defectelor asimetrice, care trebuie să respecte cerințele prevăzute la lit. (a), pct. i).
- (c) OTS stabilește nivelul de restabilire a puterii active după defect, pe care centrala formată din module generatoare, de categorie B este capabilă să-l asigure și precizează:
 - i. momentul începerii restabilirii puterii active după defect, imediat ce tensiunea este mai mare sau egală cu 85% U_{ret} ;
 - ii. perioada maximă permisă pentru restabilirea puterii active după momentul apariției defectului este de maxim 50 ms, iar după eliminarea defectului și revenirea tensiunii la o valoare mai mare de 0,85 U_{ret} , puterea activă va fi restaurată, funcție de tehnologie și de disponibilitatea sursei primare, într-un timp de (1÷10) secunde la o valoare de (80÷90)% din valoarea puterii înainte de defect; și

- iii. amplitudinea și acuratețea restabilirii puterii active funcție de tehnologia utilizată de modulele generatoare din centrală și de disponibilitatea sursei primare este de $(80 \div 90)\%$ din valoarea puterii înainte de defect și cu o acuratețe de 10% din valoarea puterii active dinainte de defect;
- (d) ORR specifică, după caz, în ATR sau la punerea în funcțiune:
 - i. interdependența între cerințele pentru componenta de regim tranzitoriu a curentului de defect în conformitate cu prevederile lit. (b), (c) și tensiune (se va specifica valoarea factorului K);
 - ii. dependența între timpul de restabilire a puterii active și durata variațiilor de tensiune. ORR specifică, la punerea în funcțiune, timpul maxim de restabilire a puterii active în funcție de durata maximă a defectului, de regulă de $(1 \div 10)$ s pentru defecte eliminate într-un timp mai mare de 140 ms;
 - iii. limita perioadei maxime permise pentru restabilirea puterii active, de regulă mai mică de 10 secunde. O valoare mai mică se solicită în situația în care studiile de soluție și timpul de eliminare a defectelor reflectă acest lucru;
 - iv. gradul de proporționalitate între nivelul de restabilire a tensiunii și valoarea minimă a puterii active restabilite. De regulă, la o valoare de restabilire a tensiunii mai mare de $85\% U_{ref}$, valoarea minimă a puterii active restabilite după defect trebuie să atingă cel puțin 85% din valoarea dinainte de defect în timp de maximum 1 secundă, în concordanță cu disponibilitatea sursei primare; și
 - v. cerințe privind amortizarea oscilațiilor de putere activă între centrală și punctul de racordare/delimitare, după caz, dacă studiile dinamice relevă ca necesară instalarea de echipamente pentru amortizarea acestor oscilații de putere activă.

Art. 89. Centralele formate din module generatoare, de categorie B trebuie să îndeplinească următoarele cerințe referitoare la contribuția la **restaurarea sistemului**:

- (a) trebuie să fie capabile să se reconecteze la rețea, după o deconectare accidentală cauzată de un eveniment în rețea, conform dispozițiilor de dispecer și în condițiile definite de OTS. De regulă, reconectarea automată se realizează în domeniul de frecvență $(47,5 \div 50,5)$ Hz, de tensiune $(0,85 \div 1,1) U_n$ și într-un timp de maximum 5 minute;
- (b) instalarea sistemelor de reconectare automată trebuie să fie supusă unei avizări prealabile atât la ORR, cât și la OTS, în vederea specificării cerințelor de reconectare automată. Aceste cerințe se definesc în ATR și se detaliază în proiectul tehnic;
- (c) cerințele și condițiile pentru reconectarea automată prevăzute la lit. (a) și (b) sunt aduse la cunoștința gestionarului centralei formate din module generatoare la emiterea ATR.

Art. 90. Centralele formate din module generatoare, de categorie B trebuie să îndeplinească următoarele **cerințe de operare**, referitoare la:

- (a) schemele de control și automatizare cu setările aferente:
 - i. schemele de reglaj și automatizare precum și setările acestora, inclusiv parametrii de reglaj, necesare calculelor de stabilitate a rețelei și analizei măsurilor de urgență, trebuie să fie transmise de gestionarul centralei formate din module generatoare la ORR, respectiv la OTS cu cel puțin 3 luni înainte de punerea sub tensiune pentru începerea perioadei de probe pentru a fi coordonate și convenite între OTS, ORR și gestionarul centralei formate din module generatoare;

- ii. orice modificări ale schemelor de reglaj și automatizare și a setărilor aferente, prevăzute la punctul i), ale diverselor dispozitive de control sau reglaj ale centralei formate din module generatoare trebuie să fie coordonate și convenite între OTS, operatorul de rețea și gestionarul centralei formate din module generatoare.
- (b) schemele de protecție electrică și setările aferente:
 - i. sistemele de protecție necesare pentru centrala formată din module generatoare și pentru rețeaua electrică, precum și setările relevante pentru centrala formată din module generatoare trebuie să fie coordonate și agreeate între ORR și gestionarul centralei formate din module generatoare, în procesul de racordare. Funcțiile protecțiilor se dispun de către ORR, care poate solicita un reglaj de protecție diferit față de cel propus de gestionar. Sistemele de protecție și setările pentru defectele electrice interne nu trebuie să pericliteze performanța centralei formate din module generatoare. OTS colaborează cu OD și cu gestionarul centralei formate din module generatoare pentru coordonarea protecțiilor, ținând cont de valoarea de variație a frecvenței rezultată din studiile periodice privind inerția sistemului sincron Europa Continentală din care SEN face parte. Sistemele de protecție și automatizare respectă cel puțin următoarele cerințe:
 1. trebuie să asigure protecția împotriva defectelor interne ale **modulelor generatoare care intră în componența centralei** și să asigure protecție rezervă împotriva defectelor și regimurilor anormale de funcționare din rețeaua electrică unde acestea sunt racordate;
 2. trebuie să fie performante, cu fiabilitate ridicată și organizate în grupe, selective, sensibile, capabile să detecteze defecte interne și externe, să fie separate fizic și galvanic de la sursele de alimentare cu tensiune operativă, de la transformatoarele de măsură de tensiune și curent până la dispozitivele de execuție a comenzilor. Sistemele de protecții trebuie să fie prevăzute cu funcții extinse de autotestare și auto-diagnoză și cu funcții de înregistrare a evenimentelor și de oscilografare. Sistemul de protecții electrice trebuie prevăzut cu interfețe standard de comunicație pentru integrarea la un sistem local de achiziție date, supraveghere și control;
 3. sistemul de protecții electrice împotriva defectelor interne trebuie să fie capabil să sesizeze, cel puțin curenții de scurtcircuit, asimetria de curenți, tensiunea maximă/minimă în punctul de racordare/delimitare, după caz, frecvența maximă/minimă în punctul de racordare/delimitare, după caz;
 4. sistemul de protecții electrice împotriva defectelor externe, ca protecții de rezervă trebuie să fie capabil să sesizeze, cel puțin scurtcircuitul simetric și asimetric din rețeaua unde este racordat modulul generator care intră în componența centralei, oscilațiile de putere, asimetria de curenți, suprasarcinile electrice de curent și tensiune.
 - ii. protecția electrică a modulelor generatoare care intră în componența centralei are întâietate față de dispozițiile de dispecer, ținând seama de siguranța în funcționare a sistemului, de sănătatea și securitatea personalului și a publicului, precum și de atenuarea oricărei avarii survenite la modulele generatoare care intră în componența centralei.

- iii. ORR și gestionarul centralei formate din module generatoare se coordonează și convin ca sistemele de protecție să asigure, cel puțin, următoarele:
- A. protecții ale modulelor generatoare care intră în componența centralei, ale transformatorului ridicător de tensiune și ale transformatorului de servicii proprii sau auxiliare, asigurate de către gestionarul centralei:
 1. defecte interne ale modulelor generatoare care intră în componența centralei, ale transformatorului ridicător de tensiune și eventual ale transformatorului de servicii proprii (scurtcircuite sau puneri la pământ);
 2. defecte interne ale transformatorului ridicător de tensiune al modulului generator care intră în componența centralei;
 3. scurtcircuite sau puneri la pământ pe linia electrică de racord;
 4. scurtcircuite sau puneri la pământ în rețeaua electrică, ca protecție de rezervă;
 5. tensiune maximă și minimă la bornele modulului generator care intră în componența centralei.
 - B. protecții asigurate de gestionarul centralei formate din module generatoare și/sau de ORR, după caz:
 1. scurtcircuite sau puneri la pământ pe linia electrică de evacuare a puterii produse;
 2. tensiune maximă și minimă în punctul de racordare/delimitare, după caz;
 3. frecvența maximă și minimă în punctul de racordare/delimitare, după caz;
 4. scurtcircuite sau puneri la pământ în rețea, ca protecție de rezervă.
- iv. modificările schemelor de protecție necesare pentru centrala formată din module generatoare și pentru rețeaua electrică și ale setărilor relevante pentru elementele de generare se convin în prealabil între ORR și gestionarul centralei formate din module generatoare;
- (c) organizarea de către gestionarul centralei formate din module generatoare a dispozitivelor de protecție și control în conformitate cu următoarea ierarhie a priorităților:
- i. protecția rețelei electrice și a centralei formate din module generatoare;
 - ii. inerția artificială, dacă este cazul;
 - iii. reglajul de frecvență (în cadrul reglajului puterii active);
 - iv. restricții de putere;
 - v. limitarea rampelor de variație a puterii.
- (d) **schimbul de informații:**
- i. sistemele de protecție/control și de automatizare ale modulelor generatoare care intră în componența centralei trebuie să fie capabile să schimbe informații în timp real sau periodic cu ORR, cu marcarea timpului. În cazul agregărilor, respectând funcțiile convenite a fi agregate, informațiile schimbate se aduc la cunoștința ORR și OTS;
 - ii. ORR, în coordonare cu OTS, stabilește conținutul schimburilor de informații furnizate de gestionarul centralei formate din module generatoare, care cuprinde cel puțin următoarele date transmise în timp real: puterea activă, în punctul de racordare/delimitare, după caz, semnalele de stare și comenzile privind poziția întreruptoarelor și poziția separatoarelor și comanda de reducere a puterii active ca urmare a unei dispoziții a ORR/OTS, după caz. Gestionarul centralei formate din module generatoare asigură transmiterea semnalelor prin una/două căi de comunicație independente (stabilite prin ATR); de regulă, calea principală este asigurată prin suport de fibră optică.

Art. 91. Centralele formate din module generatoare, de categorie B trebuie să îndeplinească următoarele cerințe referitoare la **stabilitatea de tensiune**:

- (a) în ceea ce privește capacitatea de producere a puterii reactive, ORR are dreptul de a stabili capacitatea centralei formate din module generatoare, de categorie B de a furniza putere reactivă. De regulă, puterea reactivă produsă la putere activă maximă trebuie să asigure un factor de putere de 0,9 inductiv și capacitiv (ca valoare maximă).
- (b) centrala formată din module generatoare, de categorie B trebuie să fie capabilă să furnizeze componenta de regim tranzitoriu a curentului de defect în punctul de racordare/delimitare, după caz, în cazul defectelor simetrice (trifazate), în următoarele condiții:
 - i. centrala formată din module generatoare, de categorie B trebuie să poată activa furnizarea componentei de regim tranzitoriu a curentului de defect prin:
 1. asigurarea furnizării componentei de regim tranzitoriu a curentului de defect în punctul de racordare/delimitare, după caz, corespunzătoare variației de tensiune cu un factor de proporționalitate (k) de 2 până la 10 conform formulei $\Delta I = k * \Delta U$; sau
 2. măsurarea variațiilor de tensiune la bornele modulului generator care intră în componența centralei și furnizarea componentei de regim tranzitoriu a curentului de defect la bornele acestuia (componenta de curent reactiv);
 - ii. ORR, în colaborare cu OTS, prevede:
 1. modul și momentul în care se determină o variație de tensiune, precum și durata variației de tensiune. Variația de tensiune se determină când tensiunea măsurată, fie în punctul de racordare/delimitare, după caz, fie la bornele unității generatoare este mai mică de 0.85 u.r. Durata variației se consideră până în momentul în care tensiunea revine la o valoare mai mare de 0,85 u.r.;
 2. caracteristicile componentei de regim tranzitoriu a curentului de defect, inclusiv intervalul de timp pentru măsurarea abaterii tensiunii și a componentei de regim tranzitoriu a curentului de defect pentru care curentul și tensiunea pot fi măsurate în mod diferit față de metoda stabilită la Art. 91, lit. (b), pct. i) sunt: timpul de creștere a curentului de defect, mai mic sau egal cu 30 ms și timpul de eliminare a curentului de defect, mai mic sau egal cu 60 ms;
 3. sincronizarea și acuratețea componentei de regim tranzitoriu a curentului de defect, care poate include mai multe etape în timpul și după eliminarea unui defect. Modulul generator trebuie să injecteze imediat după defect (la sesizarea scăderii tensiunii, conform punctului anterior) în maximum 50 ms, un curent reactiv dependent de amplitudinea golului de tensiune (a tensiunii remanente) cu un factor de proporționalitate între 2-10. Curentul reactiv injectat trebuie să se mențină pe toată durata căderii de tensiune conform profilului tensiunii definit de trecerea peste defect din figura 3B și să se anuleze imediat după eliminarea defectului (conform IGD Fault current contribution from PPMS & HVDC).
- (c) în ceea ce privește furnizarea componentei de regim tranzitoriu a curentului de defect în cazul defectelor asimetrice monofazate sau bifazate, ORR, în colaborare cu OTS, are dreptul de a stabili cerințe pentru componenta asimetrică a curentului de defect. De regulă, cerințele privind componenta asimetrică a curentului de defect sunt similare cerințelor privind componenta simetrică a curentului de defect prevăzută la lit. b). Aceste cerințe se aduc la cunoștința gestionarului de către ORR.

Art. 92.

- (1). Gestionarul centralei formate din module generatoare, de categorie B trebuie să asigure continuitatea transmiterii mărimilor de stare și de funcționare prevăzute la Art. 90lit. (d), către ORR.
- (2). Centrala formată din module generatoare racordată la ORR se integrează în sistemul SCADA al ORR și asigură cel puțin semnalul de putere activă. ORR are dreptul să solicite integrarea în DMS-SCADA și a altor mărimi.
- (3). Calea de comunicație este precizată de ORR.
- (4). Integrarea în sistemul SCADA al ORR se realizează prin grija gestionarului centralei formate din module generatoare.

Art. 93. Gestionarul centralei formate din module generatoare, de categoria B are obligația de a asigura compatibilitatea echipamentelor de schimb de date la nivelul interfeței cu sistemul SCADA al ORR, la caracteristicile solicitate de acesta.

Art. 94. În regim normal de funcționare a rețelei, centrala formată din module generatoare nu trebuie să producă în punctul de racordare/delimitare, după caz, variații rapide de tensiune mai mari de $\pm 5\%$ din tensiunea nominală a rețelei la care este racordată.

Art. 95. Indiferent de numărul instalațiilor auxiliare aflate în funcțiune și oricare ar fi puterea produsă, centrala formată din module generatoare trebuie să asigure în punctul de racordare/delimitare, după caz, calitatea energiei electrice, în conformitate cu standardele în vigoare (standardele europene și standardul de performanță pentru prestarea serviciului de transport al energiei electrice și a serviciului de sistem, respectiv standardul pentru prestarea serviciului de distribuție a energiei electrice, după caz).

Art. 96. Centrala formată din module generatoare este monitorizată din punct de vedere al calității energiei electrice în punctul de racordare/delimitare, după caz, pe durata testelor de verificare a conformității cu cerințele tehnice de racordare. ORR poate solicita, după caz, monitorizarea permanentă a calității energiei electrice în punctul de racordare/delimitare, după caz, și integrarea echipamentului de monitorizare permanentă în sistemul propriu de monitorizare a calității energiei electrice.

Art. 97. În situația racordării mai multor centrale formate din module generatoare în același nod electric (bară), pentru care suma puterilor instalate ale tuturor surselor de generare depășește puterea maximă a categoriei B, acestea trebuie să asigure reglajul puterii reactive în punctul de racordare/delimitare, după caz. Dacă suma puterilor instalate ale tuturor surselor de generare din nodul electric comun, incluzând și centrala formată din module generatoare depășește puterea maximă a categoriei C, acestea trebuie să asigure, în comun, reglajul tensiunii în punctul de racordare.

Art. 98. Soluția de racordare a centralei formate din module generatoare, de categorie B nu trebuie să permită funcționarea acesteia în regim insularizat și trebuie să prevadă dotarea cu protecții care să declanșeze centrala formată din module generatoare la apariția unui asemenea regim.

9.2. Pentru Varianta 2 de racordare

Beneficiarul trebuie să își însușească și să aplice prevederile Ordin **208/14.12.2018** pentru aprobarea Normei tehnice privind cerințele tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru module generatoare, centrale formate din module generatoare și centrale formate din module generatoare offshore (situate în larg), Capitolul III, Secțiunea a 2-a. Cerințe generale pentru centralele formate din module generatoare, de categorie C, art. 99 – 122:

Art. 99. Centralele formate din module generatoare, de categorie C îndeplinesc următoarele cerințe **referitoare la stabilitatea de frecvență**:

- (a) centrala formată din module generatoare trebuie să rămână conectată la rețea și să funcționeze în **domeniile de frecvență** și perioadele de timp prevăzute în tabelul 1C;
- (b) i. centrala formată din module generatoare trebuie să rămână conectată la rețea și să funcționeze la viteze de variație a frecvenței de 2 Hz/sec pentru un interval de timp de 500 ms, de 1,5 Hz/s pentru un interval de timp de 1000 ms și de 1,25 Hz/s pentru un interval de timp de 2000 ms, în funcție de tipul de tehnologie și de puterea de scurtcircuit a sistemului în punctul de racordare/delimitare, după caz (valoare precizată de ORR prin ATR) și de inerția disponibilă la nivelul zonei sincrone.
ii. valorile de la pct. i) se comunică gestionarului centralei formate din module generatoare.
iii. reglajele protecțiilor din punctul de racordare/delimitare, după caz, coordonate de ORR trebuie să permită funcționarea centralei formate din module generatoare pentru aceste profile de variație a frecvenței.

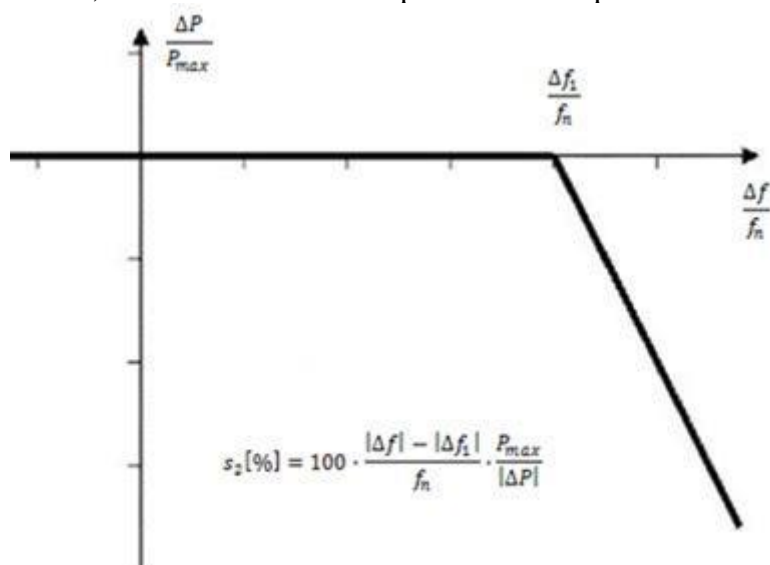
Tabelul 1C. Durata minimă în care o centrală formată din module generatoare trebuie să fie capabilă să rămână conectată la rețea și să funcționeze la frecvențe care se abat de la valoarea nominală

Domeniul de frecvențe	Durata de funcționare
47,5 Hz – 48,5 Hz	Minimum 30 de minute
48,5 Hz – 49 Hz	Minimum 30 de minute
49 Hz – 51 Hz	Nelimitat
51,0 Hz – 51,5 Hz	30 de minute

Art. 100. Centralele formate din module generatoare, de categorie C trebuie să aibă capabilitatea de a asigura un răspuns limitat în punctul de racordare la abaterile de frecvență, respectiv la **creșterile de frecvență** peste valoarea nominală de 50 Hz (**RFA-CR**) astfel:

- (a) la creșterile de frecvență, centrala formată din module generatoare trebuie să scadă puterea activă produsă, corespunzător variației de frecvență, în conformitate cu figura 1C și cu următorii parametri:
 - i. pragul de frecvență de la care centrala formată din module generatoare asigură răspunsul la creșterea de frecvență este 50,2 Hz;
 - ii. valoarea statismului setat se situează între 2% și 12%, este stabilită la punerea în funcțiune a centralei formate din module generatoare și poate fi modificată de ORR prin dispoziții de dispecer, la punerea în funcțiune a centralei formate din module generatoare. De regulă, valoarea statismului este de 5%.

- iii. centrala formată din module generatoare trebuie să fie capabilă să scadă puterea activă corespunzătoare variației de frecvență cu o întârziere inițială mai mică de 500 ms (notată t_1 în figura 5C). În cazul în care această întârziere este mai mare de 500 ms, gestionarul centralei formate din module generatoare justifică această întârziere, furnizând dovezi tehnice către OTS. Timpul de răspuns pentru scăderea de putere în cazul creșterii de frecvență trebuie să fie mai mic sau egal cu 2 secunde pentru o variație de putere de 50% din puterea activă maximă.
- (b) la atingerea puterii corespunzătoare nivelului minim de reglaj, centrala formată din module generatoare trebuie să fie capabilă:
 - i. să stabilizeze puterea activată, într-un timp de maximum 20 secunde și să funcționeze în continuare la acest nivel (în limitele puterii admisibile date de sursa primară); sau
 - ii. să reducă în continuare puterea activă produsă, conform dispoziției de dispecer și în conformitate cu caracteristicile funcționale ale modulelor generatoare de același tip care intră în componența centralei;
 - iii. să mențină nivelul de putere atins cu o abatere permisă de $\pm 5\%$ P_{max} , cât timp abaterea de frecvență se menține.
- (c) centrala formată din module generatoare trebuie să rămână în funcționare stabilă pe durata funcționării în modul RFA-CR, la creșteri ale frecvenței peste 50,2 Hz. Când RFA-CR este activ, consemnul RFA-CR prevalează asupra oricărei referințe a



puterii active.

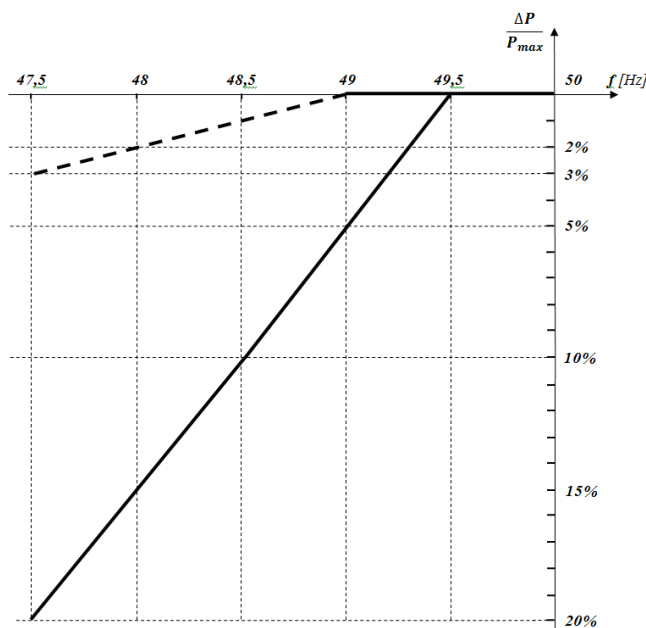
Fig. 1C. Capabilitatea de răspuns în putere activă la abaterile de frecvență pentru centrale formate din modulele generatoare, de categorie C în modul RFA-CR

unde: ΔP este variația puterii active produsă de o centrală formată din module generatoare; P_{max} este referința de putere activă față de care se stabilește ΔP - și anume puterea maximă a centralei formate din module generatoare; Δf este abaterea frecvenței în rețea; f_n este frecvența nominală (50 Hz) în rețea. În cazul creșterilor de frecvență, unde Δf este mai mare ca +200 mHz față de valoarea nominală (50 Hz), centrala formată din module generatoare trebuie să scadă puterea activă în conformitate cu statistumul s_2

Art. 101. Centrala formată module generatoare, de categorie C trebuie să poată menține constantă valoarea puterii active mobilizate indiferent de variațiile de frecvență, în limita puterii oferite de sursa primară, cu excepția cazului în care centrala formată din module generatoare răspunde la creșterile de frecvență în conformitate cu prevederile Art. 100 sau are reduceri de putere activă la scăderea frecvenței, acceptate de ORR, în conformitate cu prevederile Art. 102 și Art. 103.

Art. 102. OTS stabilește reducerea de putere activă produsă de centrala formată din module generatoare, de categorie C față de puterea activă maximă produsă (puterea admisibilă, dată de sursa primară), ca urmare a scăderii frecvenței, în limitele admisibile prezentate în figura 2C, astfel:

- (a) la scăderea frecvenței sub 49 Hz se admite reducerea puterii active maxime produse în procent egal cu 2% din puterea activă maximă produsă la frecvența de 50 Hz, pentru fiecare scădere a frecvenței cu 1 Hz. Este admisă orice curbă de reducere a puterii active maxime produse în funcție de frecvență, care se situează deasupra liniei punctate;
- (b) se admite o reducere maximă a puterii active produse la scăderea frecvenței sub 49,5 Hz, cu un procent egal cu 10% din puterea activă maximă produsă la frecvența de 50 Hz, pentru fiecare scădere a frecvenței cu 1 Hz dacă frecvența este mai mică decât 49,5 Hz pentru o durată mai mare de 30 s. Este admisă orice curbă de reducere a puterii active maxime în funcție de frecvență, care se situează deasupra liniei



continue.

Fig. 2C. Limitele admisibile ale reducerii de putere stabilite de OTS în cazul scăderii frecvenței

Art. 103.

- (1) Reducerea admisibilă de putere activă față de puterea activă maximă produsă (puterea admisibilă, dată de sursa primară), în cazul unor abateri de frecvență sub valoarea de 49,5 Hz, se stabilește:
 - (a) în condiții de mediu standard corespunzătoare temperaturii de 20 grade Celsius. După caz, gestionarul transmite ORR și OTS, diagrama de dependență a puterii active de temperatură pentru cel puțin un set de temperaturi: -10°C, 0°C, 15°C, 25°C, 30°C, 40°C;

- (b) în funcție de capabilitatea tehnică a modulelor generatoare care intră în componența centralei.
- (2) Gestionarul centralei formate din module generatoare transmite ORR și OTS diagrama de dependență a puterii active de factorii de mediu (temperatură, presiune, iradianță solară, respectiv viteza vântului, după caz) și datele tehnice referitoare la capabilitatea tehnică a modulelor generatoare care intră în componența centralei, prevăzute în Anexa nr. 3;
- (3) Datele prevăzute la alin. (2) se transmit în etapa de studiu de soluție aferentă procesului de racordare.

Art. 104.

- (1) Sistemul de reglaj al puterii active al centralei formate din module generatoare, de categorie C trebuie să permită modificarea referinței de putere activă în conformitate cu dispozițiile date gestionarului centralei formate din module generatoare de către ORR sau OTS.
- (2) Timpul de atingere a referinței de putere activă sau viteza de variație a puterii active la modificarea referinței se încadrează în domeniul $(10 \div 30)\% P_{\max}/\min$ în funcție de tehnologie, timpul mort este de 1 secundă și toleranța de realizare a referinței este de $5\% P_{\max}$.

Art. 105. În cazul în care echipamentele automate de reglaj la distanță sunt indisponibile, se permite reglajul local.

Art. 106.

- (1) ORR stabilește condițiile în care o centrală formată din module generatoare, de categorie C se conectează automat la rețea, după ce acestea au fost agreeate cu OTS.
- (2) Cerințele prevăzute la alin. (1) includ:
 - (a) domeniile de frecvență în care este admisă conectarea automată (în intervalul $(47,5 \div 51)$ Hz), domeniul de tensiune $((0,9-1,1) U_n)$, timpul de observare/validare (inclusiv timpul de sincronizare) și menținere a parametrilor măsoarați în domeniul precizat de maximum 300 secunde;
 - (b) rampa admisă pentru creșterea puterii active după conectare ($\leq 20\% P_{\max}/\min$), de regulă $10\% P_{\max}/\min$ (valoarea setată se alege în intervalul indicat de producătorul modulelor generatoare din centrală).

Art. 107. Centralele formate din module generatoare, de categorie C trebuie să asigure răspunsul limitat la abaterile de frecvență în cazul scăderii frecvenței (RFA-SC) astfel:

- (a) trebuie să poată mobiliza puterea activă ca răspuns la scăderea frecvenței sub un prag de 49,8 Hz și cu un statism stabilit de OTS pentru fiecare modul generator care intră în componența centralei, la PIF sau prin dispoziții de dispecer, în limitele $(2 \div 12)\%$, de regulă la valoarea de 5%, ceea ce corespunde unei mobilizări de putere activă de $8\% P_{\max}$, în conformitate cu figura 3C;
- (b) furnizarea puterii active ca răspuns la scăderea frecvenței (în modul RFA-SC), trebuie să țină seama, după caz, de:
 - i. diagrama dependenței puterii active produse de condițiile de mediu (date de sursa primară);
 - ii. cerințele de funcționare a centralei formate din module generatoare, în special limitările privind funcționarea în apropierea puterii active maxime în cazul

unei frecvențe scăzute și impactul condițiilor externe de funcționare, în conformitate cu Art. 102 și Art. 103;

- (c) activarea răspunsului în putere activă la abaterile de frecvență nu trebuie întârziată în mod nejustificat. În cazul în care întârzierea, denumită timp mort și notată cu t_1 în figura 5C, este mai mare de 500 ms, gestionarul centralei formate din module generatoare trebuie să justifice această întârziere la OTS;
- (d) la funcționarea în modul RFA-SC, centrala formată din module generatoare trebuie să asigure o creștere de putere până la puterea maximă/admisibilă în funcție de sursa primară de energie. Timpul de răspuns la creșterea de putere pentru modulele generatoare, cu excepția turbinelor eoliene, trebuie să fie mai mic sau egal cu 10 secunde la o variație de putere de maximum 50% din puterea maximă. Pentru turbinele eoliene timpul de răspuns trebuie să fie mai mic sau egal cu 5 secunde pentru o variație de putere de 20% din puterea maximă, dacă punctul de funcționare de plecare este mai mare de 50% din puterea maximă. Se acceptă timpi de creștere a puterii active mai mari, dacă punctul de funcționare de plecare este mai mic de 50% din puterea maximă. Atingerea valorii de referință se realizează într-un timp de maximum 30 secunde și cu o toleranță de maximum $\pm 5\%$ din P_{max} ;
- (e) centrala formată din module generatoare trebuie să funcționeze stabil în timpul modului RFA-SC pe durata unor frecvențe mai mici de 49,8 Hz.

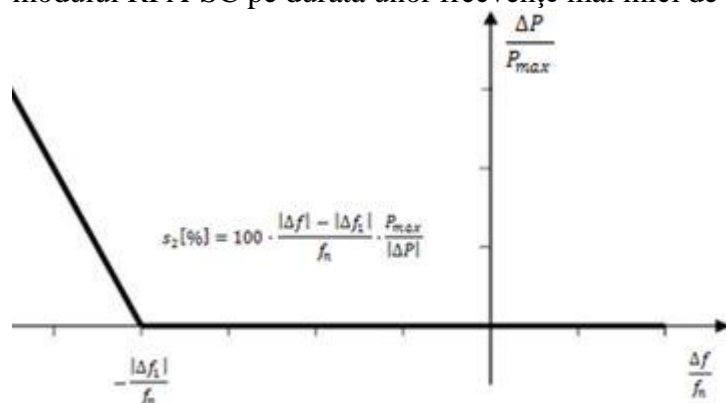


Fig. 3C. Capabilitatea de răspuns la scăderea frecvenței a centralelor formate din module generatoare, de categorie C (RFA-SC)

unde: P_{ref} este referința de putere activă față de care se stabilește ΔP - și anume puterea maximă (nominală) a centralei formate din module generatoare; ΔP este variația puterii active produsă de centrala formată din module generatoare; f_n este frecvența nominală (50 Hz) în rețea și Δf este abaterea frecvenței în rețea. În cazul scăderilor de frecvență sub 49,8 Hz, unde Δf este mai mic ca -200 mHz, centrala formată din module generatoare trebuie să crească puterea activă în conformitate cu statistumul s_2 .

Art. 108. În cazul în care modul RFA este activ, în condițiile oferite de sursa primară, centrala formată din module generatoare, de categorie C, trebuie să îndeplinească în mod cumulativ, suplimentar cerințelor prevăzute la Art. 107, conform figurii nr. 4C, următoarele cerințe:

- (a) să furnizeze RFA, în conformitate cu parametrii stabiliți de OTS în domeniile de valori prevăzute în tabelul 2C, astfel:

- i. în cazul creșterii frecvenței față de valoarea de 50 Hz, răspunsul în putere activă la abaterea de frecvență este limitat la nivelul minim de reglare a puterii active;
 - ii. în cazul scăderii frecvenței față de valoarea de 50 Hz, răspunsul în putere activă la abaterea de frecvență este limitat la puterea activă maximă disponibilă dată de sursa primară.
 - iii. furnizarea efectivă a răspunsului în putere activă la abaterea de frecvență depinde de condițiile externe și de funcționare ale centralei formate din module generatoare în momentul mobilizării puterii active, în particular de limitările date de funcționarea centralei formate din module generatoare în condițiile sursei primare, în cazul scăderii frecvenței.
- (b) să poată modifica banda moartă de frecvență și statismul, la dispoziția OTS. De regulă, valoarea statismului s_1 este de 5 %, ceea ce corespunde unei mobilizări de putere activă de 8 % P_{\max} ;
 - (c) în cazul variației treaptă a frecvenței, să fie capabilă să activeze integral puterea activă necesară ca răspuns la abaterea de frecvență, la sau peste linia din figura 5C, în conformitate cu parametrii prevăzuți în tabelul 3C, în absența limitărilor de ordin tehnologic, și anume pentru modulele generatoare din centrală cu inerție cu o întârziere (t_1) de două secunde și un timp de activare de maximum 30 secunde (t_2), în limita puterii date de sursa primară;
 - (d) pentru modulele generatoare din centrală fără inerție, activarea inițială a puterii active nu trebuie să fie întârziată în mod nejustificat. În cazul în care întârzierea la activarea inițială a puterii active este mai mare de 500 ms pentru modulele fără inerție și două secunde pentru modulele cu inerție, gestionarul centralei formate din module generatoare trebuie să furnizeze dovezi tehnice care să demonstreze motivele pentru care este necesară o perioadă mai lungă de timp;
 - (e) trebuie să aibă capacitatea de a furniza puterea activă corespunzător abaterii de frecvență pe o durată de maximum 15-30 de minute specificată de OTS, în limita puterii oferite de sursa primară;
 - (f) reglajul puterii active nu trebuie să aibă niciun impact negativ asupra răspunsului la abaterile de frecvență;
 - (g) în cazul participării la procesul de restabilire a frecvenței la valoarea de referință sau/și a puterilor de schimb la valorile programate, centrala formată din module generatoare trebuie să asigure funcții specifice pentru realizarea acestor servicii, stabilite prin proceduri elaborate de OTS;
 - (h) în ceea ce privește deconectarea pe criteriul de frecvență minimă, centralele formate din module generatoare capabile să acționeze ca un consumator, trebuie să își poată deconecta consumul la scăderea frecvenței. Cerința menționată la prezentul punct nu se extinde la alimentarea serviciilor proprii.

Tabelul 2C. Parametrii de răspuns în putere activă la abaterea de frecvență (a se vedea figura 5C)

Parametri		Intervale
Variația puterii activă raportată la puterea maximă $\frac{\Delta P_1}{P_{\max}}$		(1,5÷10)%
Zona de insensibilitate pentru răspunsul la abaterea de frecvență	Δf_i	10 mHz
	$\frac{\Delta f_i}{f_n}$	(0,02 – 0,06)%
Bandă moartă pentru răspunsul la abaterea de frecvență*		0 mHz
După calificarea grupurilor pentru furnizarea rezervei de stabilizare a frecvenței (RSF) această valoare se setează la 0 mHz pentru grupurile furnizoare de RSF, iar la celelalte grupuri OTS va decide valoarea diferit de 0 mHz astfel încât impactul asupra reglajului de frecvență să fie minim		
Statism s_1		(2÷12)%

Tabelul 3C. Parametrii pentru activarea integrală a puterii active ca răspuns la abaterea treaptă de frecvență (explicație pentru figura 5C)*

Parametri	Intervale sau valori
Variația de putere activă mobilizată raportată la puterea maximă (domeniul răspuns la variația de frecvență) $\frac{\Delta P}{P_{\max}}$	(1,5÷10)%
Pentru centralele formate din module generatoare cu inerție, întârzierea inițială maximă admisibilă t_i , cu excepția cazului în care sunt admise de către OTS perioade mai lungi de activare, în baza dovezilor tehnice furnizate de gestionarul centralei formate din module generatoare	2 secunde
Pentru centralele formate din module generatoare fără inerție, întârzierea inițială maximă admisibilă t_i , cu excepția cazului în care sunt admise de către OTS perioade mai lungi de activare, în baza dovezilor tehnice furnizate de gestionarul centralei formate din module generatoare	500 ms
Valoarea maximă admisibilă a timpului de activare integrală t_2 , cu excepția cazului în care sunt admise de către OTS perioade mai lungi de activare din motive de stabilitate a sistemului	10 secunde

*Parametrii sunt respectați în măsura în care nu apar limitări de ordin tehnologic

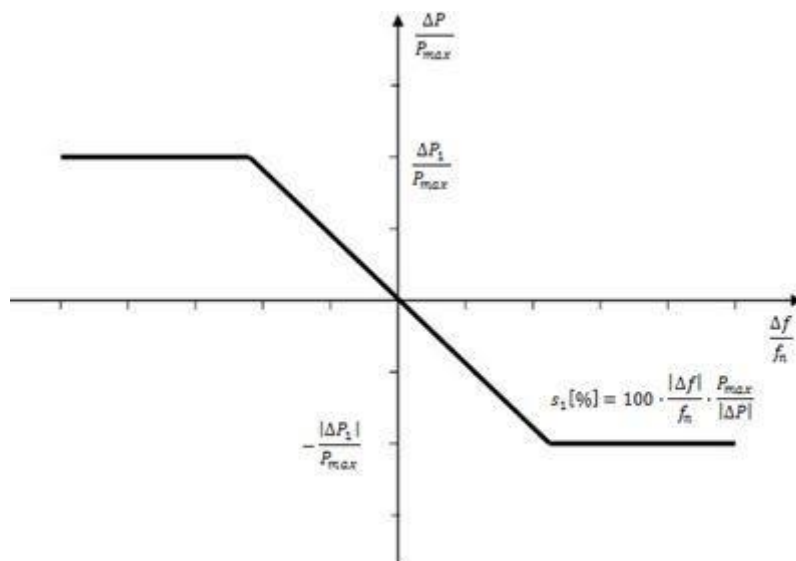


Fig. 4C. Capabilitatea de răspuns la abaterile de frecvență a centralelor formate din module generatoare, de categorie C în regim RFA în cazul în care zona de insensibilitate și bandă moartă sunt zero.

unde: ΔP este variația puterii active produse de centrala formată din module generatoare; P_{max} este referința de putere activă față de care se determină variația de putere activă ΔP și anume puterea maximă (nominală) a centralei formate din modulele generatoare; Δf este abaterea frecvenței în rețea; f_n este frecvența nominală (50 Hz) în rețea.

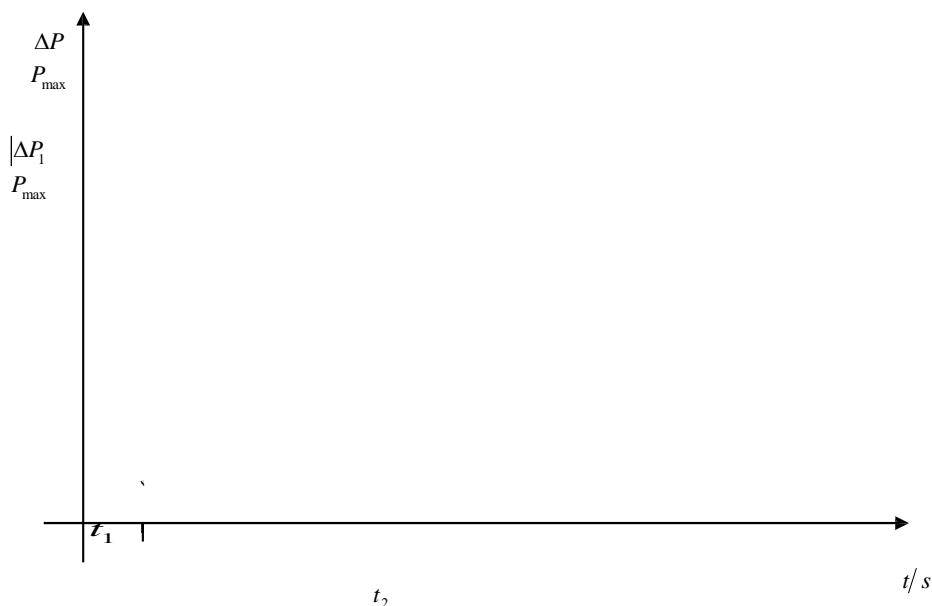


Fig. 5C. Capabilitatea de răspuns la abaterile de frecvență

în care: P_{max} este puterea maximă față de care se stabilește variația de putere activă mobilizată ΔP ; ΔP este variația de putere activă a centralei formate din module generatoare. Centrala formată din module generatoare trebuie să activeze o putere activă ΔP până la punctul ΔP_1 în conformitate cu timpii t_1 și t_2 , valorile ΔP_1 , t_1 și t_2 fiind specificate de OTS în conformitate cu tabelul 3C; t_1 este întârzierea inițială (timpul mort); t_2 este durata până la activarea completă.

Art. 109.

- (1). Monitorizarea în timp real a răspunsului automat al centralei formate din module generatoare, de categorie C la abaterile de frecvență trebuie să fie asigurată prin transmiterea în timp real și în mod securizat de la o interfață a centralei formate din module generatoare la centrul de dispecer al ORR, la cererea acestuia, cel puțin a următoarelor semnale:
 - i. semnalul de stare de funcționare cu/fără răspuns automat la abaterile de frecvență;
 - ii. puterea activă de referință (programată);
 - iii. valoarea reală a puterii active;
 - iv. banda moartă în răspunsul de putere – frecvență;
 - v. setările parametrilor aferenți modului reglaj de frecvență activ (nu se transmit în timp real, doar sunt monitorizați și de la centrul de dispecer al ORR)
- (2).
 - i. ORR stabilește semnalele suplimentare care urmează să fie furnizate de către centrala formată din module generatoare prin intermediul dispozitivelor de monitorizare și înregistrare pentru verificarea performanței furnizării răspunsului în putere activă la abaterile de frecvență;
 - ii. Semnalele suplimentare sunt: frecvența în punctul de racordare/delimitare, după caz, semnale de stare și comenzile poziției întreruptorului și poziției separatoarelor;
 - iii. Gestionarul centralei formate din module generatoare asigură transmiterea, la nivelul centralei, a semnalelor prin una/două căi de comunicație independente așa cum este prevăzut în ATR.

- (3). Setările parametrilor aferenți modului reglaj de frecvență activă și statismul se stabilesc prin dispoziții de dispecer.

Art. 110. OTS are dreptul de a solicita ca centrala formată din module generatoare să furnizeze inerție artificială în timpul abaterilor foarte rapide de frecvență. Se recomandă ca centrala formată din module generatoare să asigure o contribuție minimă cu o constantă de inerție de 3 s ($H=3s$).

Art. 111. Principiul de funcționare a sistemelor de reglaj instalate este analizat de OTS pentru a se verifica posibilitatea furnizării inerției artificiale. Parametrii de performanță aferenți sunt stabiliți de OTS și sunt solicitați prin ATR.

Art. 112. Centralele formate din module generatoare, de categorie C îndeplinesc următoarele cerințe **de stabilitate în funcționare**, referitoare la:

(a) capabilitatea de trecere peste defect, în cazul defectelor simetrice:

- i. centrala formată din module generatoare trebuie să fie capabilă să rămână conectată la rețea, continuând să funcționeze în mod stabil după un defect în rețea eliminat corect, în conformitate cu dependența tensiune-timp descrisă în figura 6C raportată la punctul de racordare/delimitare, după caz, și descrisă de parametrii din tabelul 4C;
- ii. diagrama de evoluție a tensiunii în timp reprezintă limita inferioară permisă a evoluției tensiunii de linie a rețelei în punctul de racordare/delimitare, după caz, la apariția unui defect simetric, ca funcție de timp înainte de defect, în timpul defectului și după defect;
- iii. OTS stabilește și face publice condițiile înainte și după defect pentru capabilitatea de trecere peste defect, în ceea ce privește:
 - calculul puterii minime de scurtcircuit înainte de defect în punctul de racordare/delimitare, după caz;
 - punctul de funcționare al centralei formate din module generatoare ca putere activă și reactivă înainte de defect în punctul de racordare/delimitare, după caz și tensiunea în punctul de racordare/delimitare, după caz; și
 - calculul puterii minime de scurtcircuit după defect în punctul de racordare/delimitare, după caz.
- iv. la solicitarea unui gestionar de centrală formată din module generatoare, ORR furnizează condițiile înainte și după defect (ca valori relevante rezultate din cazuri tipice) care se iau în considerare pentru capabilitatea de trecere peste defect ca rezultat al calculelor din punctul de racordare/delimitare, după caz, așa cum se prevede la pct. iii), privind:
 - puterea minimă de scurtcircuit înainte de defect în fiecare punct de racordare/delimitare, după caz, exprimată în MVA;
 - punctul de funcționare al centralei formate din module generatoare înainte de defect, exprimat prin putere activă, putere reactivă și tensiune în punctul de racordare/delimitare, după caz; și
 - puterea minimă de scurtcircuit după defect în punctul de racordare/delimitare, după caz, exprimată în MVA.
- v. centrala formată din module generatoare trebuie să rămână conectată la rețea și să continue să funcționeze stabil în cazul în care variația reală a tensiunii de linie a rețelei în punctul de racordare/delimitare, după caz, pe durata unui defect simetric, este mai mare decât limita inferioară de evoluție a tensiunii descrisă în diagrama de trecere peste defect prevăzută la lit. (a), punctul. ii), cu excepția

declanșărilor prin protecțiile împotriva defectelor electrice interne. Schemele și setările sistemelor de protecție împotriva defectelor electrice interne nu trebuie să pericliteze performanța capacității de trecere peste defect;

vi. cu luarea în considerare a cerințelor prevăzute la punctul v), gestionarul centralei formate din module generatoare stabilește protecția la tensiune minimă (fie capacitatea de trecere peste defect, fie tensiunea minimă definită la punctul de racordare/delimitare, după caz) în conformitate cu domeniul maxim de tensiune aferent centralei formate din module generatoare, cu excepția cazului în care ORR solicită un domeniu de tensiune mai restrâns. Setările sunt justificate de gestionarul centralei formate din module generatoare în conformitate cu acest principiu;

- (b) capacitatea de trecere peste defect în cazul defectelor asimetrice trebuie să respecte prevederile lit. (a), pct. i, pentru defecte simetrice.
- (c) revenirea puterii active după eliminarea defectului la valoarea dinainte de defect, în funcție de sursa primară;
- (d) menținerea funcționării stabile în orice punct al diagramei de capacitate P-Q în cazul oscilațiilor de putere între centrală și punctul de racordare/delimitare, după caz;
- (e) centralele formate din module generatoare trebuie să rămână conectate la rețea fără a reduce puterea (în limitele date de sursa primară), atâta timp cât frecvența și tensiunea se încadrează în limitele prevăzute în tabelul 1C, respectiv $\pm 10\%$ U_n a rețelei la care este racordată centrala;
- (f) centralele formate din module generatoare trebuie să rămână conectate la rețea în cazul acțiunii RAR monofazat sau trifazat pe liniile din rețeaua buclată la care sunt racordate. Detaliile tehnice specifice fac obiectul coordonării și dispozițiilor privind sistemele de protecție și setările convenite cu ORR.

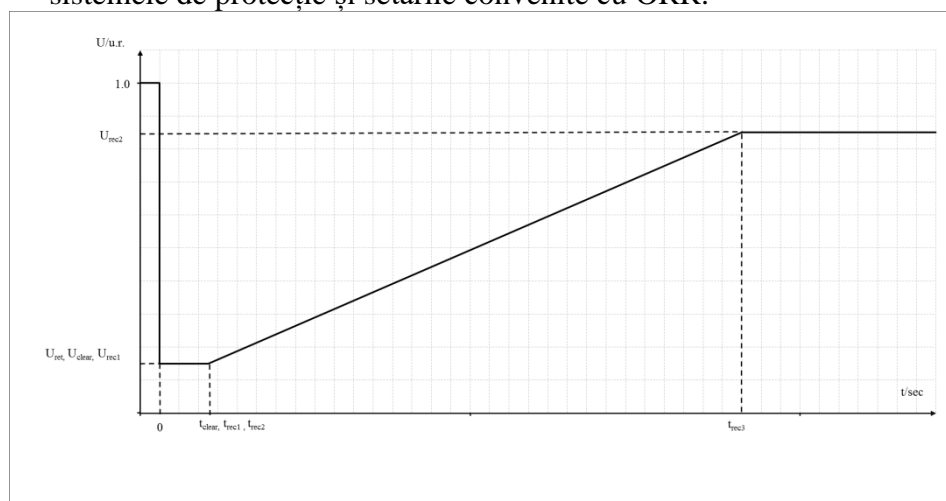


Fig. 6C. Diagrama de capacitate privind trecerea peste defect a unei centrale formate din module generatoare, de categorie C

Notă: Diagrama din fig. 6C. reprezintă limita inferioară a graficului de evoluție a tensiunii în timp în punctul de racordare/delimitare, după caz, exprimată ca raport între valoarea curentă și valoarea de referință exprimată în unități relative, înainte, în timpul și după eliminarea unui defect. Tensiunea U_{ret} este tensiunea reziduală la punctul de racordare/delimitare, după caz, în timpul unui defect, t_{clear} este momentul în care defectul a fost eliminat. U_{rec1} , U_{rec2} , t_{rec1} , t_{rec2} și t_{rec3} specifică anumite puncte ale limitelor inferioare ale tensiunii reziduale după eliminarea defectului.

Tabelul 4C. Parametrii referitori la capabilitatea de trecere peste defect la centralele formate din module generatoare

Parametrii tensiunii [u.r.]		Parametrii de timp [secunde]	
U_{ret} :	0,15	t_{clear} :	0,25
U_{clear} :	0,15	t_{rec1} :	0.25
U_{rec1} :	0,15	t_{rec2} :	0,25
U_{rec2} :	0,85	t_{rec3} :	3,0

- (g) OTS stabilește nivelul de restabilire a puterii active după defect dacă sursa primară și-a menținut capabilitatea din momentul producerii defectului, pe care centrala formată din module generatoare, de categorie C este capabilă să-l asigure și precizează:
- momentul începerii restabilirii puterii active după defect, imediat ce tensiunea este mai mare sau egală cu 85% U_{ret} ;
 - perioada maximă permisă pentru restabilirea puterii active după momentul apariției defectului este de maximum 50 ms, iar după eliminarea defectului și revenirea tensiunii la o valoare mai mare de 0,85 U_{ret} , puterea activă va fi restaurată, în funcție de tehnologie și de disponibilitatea sursei primare, într-un timp de (1÷10) secunde la o valoare de (80÷90)% din valoarea puterii înainte de defect; și
 - amplitudinea și precizia (toleranța) restabilirii puterii active funcție de tehnologia utilizată de modulele generatoare din centrală și de disponibilitatea sursei primare este de (80÷90) % din valoarea puterii active dinainte de defect și cu o precizie de 10% din valoarea puterii active dinainte de defect;
- (h) ORR specifică, după caz, la ATR sau la punerea în funcțiune:
- interdependența între cerințele pentru componenta de regim tranzitoriu a curentului de defect în conformitate cu prevederile art. 115, alin. (1), lit. b) și c) și restabilirea puterii active;
 - dependența între timpul de restabilire a puterii active și durata variațiilor de tensiune. ORR specifică, la punerea în funcțiune, timpul maxim de restabilire a puterii active pentru durata maximă a defectului, de regulă de (1÷10) s pentru defecte eliminate într-un timp mai mare de 140 ms;
 - limita perioadei maxime permise pentru restabilirea puterii active, de regulă mai mică de 10 secunde. O valoare mai mică se solicită în situația în care studiile de soluție reflectă acest lucru;
 - gradul de proporționalitate între nivelul de restabilire a tensiunii și valoarea minimă a puterii active restabilite. De regulă, la o valoare de restabilire a tensiunii mai mare de 85% U_{ref} , valoarea minimă a puterii active restabilite după defect trebuie să atingă cel puțin 85% din valoarea dinainte de defect în timp de maximum 1 secundă, în concordanță cu disponibilitatea sursei primare; și
 - cerințe privind amortizarea oscilațiilor de putere activă între centrală și punctul de racordare/delimitare, după caz, (cazul centralelor cu LEA/LES de lungime

mare) dacă studiile dinamice relevă ca fiind necesară instalarea de echipamente pentru amortizarea acestor oscilații de putere activă.

Art. 113. (1) Centralele formate din module generatoare, de categorie C trebuie să îndeplinească următoarele cerințe referitoare la contribuția la **restaurarea sistemului**:

- (a) trebuie să fie capabile să se reconecteze la rețea după o deconectare accidentală cauzată de un eveniment în rețea, în condițiile definite de OTS. De regulă, timpul de reconectare la rețea după o deconectare accidentală este de maximum 10 minute; și
 - (b) instalarea sistemelor de reconectare automată trebuie să fie supusă unei avizări prealabile atât la ORR, cât și la OTS, în vederea specificării condițiilor de reconectare automată. Aceste cerințe se definesc în ATR și se detaliază în proiectul tehnic.
- (2) Cerințele și condițiile pentru reconectarea automată prevăzute la alin. (1), lit. (a) și (b) sunt aduse la cunoștința gestionarului centralei formate din module generatoare la emiterea ATR.
- (3) În ceea ce privește capabilitatea de pornire fără sursă de tensiune din sistem sau de participare la procesul de pornire fără sursă de tensiune:
- i) capabilitatea de pornire fără sursă de tensiune din sistem sau de participare la procesul de pornire fără sursă de tensiune, nu este obligatorie, dar poate fi solicitată de către OTS în etapa de racordare la rețea, în scopul asigurării siguranței în funcționare a sistemului;
 - ii) gestionarii centralelor formate din module generatoare trebuie să răspundă la cererea OTS cu o ofertă pentru furnizarea de capabilitate de pornire fără sursă de tensiune din sistem. OTS poate solicita furnizarea de capabilitate de pornire fără sursă de tensiune din sistem în cazul în care consideră că siguranța în funcționare a sistemului este în pericol din cauza lipsei de capabilitate de pornire fără sursă de tensiune din sistem în zonade reglaj în care se află centrala;
 - iii) o centrală formată din module generatoare cu capabilitate de pornire fără sursă de tensiune din sistem trebuie să fie capabilă să pornească sau să participe la procesul de pornire, în totalitate sau prin unele echipamente componente, din starea oprit, fără a utiliza nicio sursă de alimentare cu energie electrică externă, într-un interval de timp stabilit de către OTS, de regulă 15÷30 minute de la momentul primirii dispoziției;
 - iv) o centrală formată din module generatoare cu capabilitate de pornire fără sursă de tensiune din sistem trebuie să se poată reconecta în domeniul de frecvență (47,5÷50) Hz și în domeniul de tensiune specificat de ORR de (0,9÷1,1) Un, într-un timp de maximum 300 s;
 - v) o centrală formată din module generatoare cu capabilitate de pornire fără sursă de tensiune din sistem sau care participă la procesul de restaurare, trebuie să poată regla automat tensiunea, inclusiv variațiile de tensiune care pot apărea în procesul de restaurare;
 - vi) o centrală formată din module generatoare cu capabilitate de pornire fără sursă de tensiune din sistem sau care participă la procesul de restaurare, trebuie:
 1. să fie capabilă să regleze puterea activă produsă în cazul conectărilor unor consumatori, în punctul de racordare/delimitare, după caz;
 2. să fie capabilă să participe la variațiile de frecvență, atât la creșterea peste 50,2 Hz (în modul RFA-CR), cât și la scăderea acesteia sub 49,8 Hz (în modul RFA-SC);
 3. să participe la stabilizarea frecvenței în cazul creșterii sau scăderii frecvenței în întreg domeniul de putere activă livrată, între puterea activă minimă și puterea activă maximă, precum și în funcționarea pe servicii proprii;
 4. să poată funcționa în paralel cu alte centrale cu module generatoare ce

debitează în insulă;

5. să regleze automat tensiunea în timpul restaurării sistemului în domeniul $\pm 10\%$ U_n .

- (4) În ceea ce privește capabilitatea de a funcționa în regim de funcționare insularizată:
- i) centralele formate din module generatoare, care contribuie la restaurarea sistemului, trebuie să fie capabile să funcționeze în regim de funcționare insularizată sau să participe la operarea insulei dacă acest lucru este solicitat de ORR în coordonare cu OTS și
 - 1. domeniul de frecvență în regim de funcționare insularizată este de $47,5 \div 51,5$ Hz ;
 - 2. domeniul de tensiune în regim de funcționare insularizată este $U_n \pm 4\%$ pentru JT și $U_n \pm 5\%$ pentru JT, pentru tensiuni < 110 kV.
 - ii) centralele formate din module generatoare trebuie să fie capabile să funcționeze cu reglaj de frecvență activ în timpul funcționării în regim de funcționare insularizată. În cazul unui excedent de putere, centralele formate din module generatoare trebuie să fie capabile să reducă puterea activă livrată din punctul de funcționare anterior, în orice nou punct de funcționare al diagramei de capabilitate P-Q, în funcție de disponibilitatea sursei primare;
 - iii) metoda de detectare a trecerii de la funcționarea în sistem interconectat la funcționarea insularizată se stabilește de comun acord între gestionarul centralei formate din module generatoare și ORR, în coordonare cu OTS. Metoda de detectare convenită nu trebuie să se bazeze exclusiv pe semnalele de poziție ale aparatului de comutație al OTS;
 - iv) centralele formate din module generatoare trebuie să poată funcționa în RFA-CR și RFA-SC pe timpul funcționării în insulă, așa cum e stabilit de comun acord cu OTS.
- (5) În ceea ce privește capabilitatea de resincronizare rapidă în cazul deconectării de la rețea, centrala formată din module generatoare trebuie să se poată resincroniza rapid, de regulă în 15 minute, în conformitate cu planul de protecții convenit cu ORR, în limita posibilităților tehnice ale modulelor generatoare.

Art. 114. Centralele formate din module generatoare, de categorie C trebuie să îndeplinească următoarele **cerințe de operare** referitoare la:

- (a) schemele de control și automatizare cu setările aferente:
 - i. schemele de control și automatizare precum și setările acestora, inclusiv parametrii de reglaj, necesare calculelor de stabilitate a rețelei și analizei măsurilor de urgență, trebuie să fie transmise de către gestionarul centralei formate din module generatoare la ORR, respectiv la OTS cu cel puțin 3 luni înainte de punerea sub tensiune pentru începerea perioadei de probe pentru a fi coordonate și convenite între OTS, ORR și gestionarul centralei formate din module generatoare;
 - ii. orice modificări ale schemelor de reglaj și automatizare și ale setărilor aferente, menționate la punctul (i), ale diverselor dispozitive de control sau reglaj ale centralei formate din module generatoare trebuie să fie coordonate și convenite între OTS, ORR și gestionarul centralei formate din module generatoare, în special în cazul în care acestea se aplică în situațiile prevăzute la punctul (i).

(b) schemele de protecție electrică și setările aferente: i. sistemele de protecție necesare pentru centrala formată din module generatoare și pentru rețeaua electrică, precum și setările relevante pentru centrala formată din module generatoare trebuie să fie coordonate și agreeate de către ORR și gestionarul centralei formate din module generatoare, în procesul de racordare. OTS colaborează cu OD și gestionarul centralei formate din module generatoare pentru coordonarea protecțiilor ținând cont de valoarea de variație a frecvenței rezultată din studiile periodice privind inerția sistemului sincron Europa Continentală din care face parte SEN. Sistemele de protecție și setările acestora pentru defectele electrice interne nu trebuie să pericliteze performanța centralei formate din module generatoare.

Sistemele de protecție și automatizare respectă cel puțin următoarele cerințe:

1. trebuie să asigure protecția împotriva defectelor interne ale modulelor generatoare care intră în componența centralei și să asigure protecție de rezervă împotriva defectelor și regimurilor anormale de funcționare din rețeaua electrică unde acestea sunt racordate;
 2. trebuie să fie performante, de fiabilitate ridicată și organizate în grupe cu funcționalitate redundantă; protecțiile trebuie să fie selective, sensibile, capabile să detecteze defecte interne și externe, să fie separate fizic și galvanic de la sursele de alimentare cu tensiune operativă, de la transformatoarele de măsură de tensiune și curent și până la dispozitivele de execuție a comenzilor. Sistemul de protecții electrice trebuie să fie prevăzut cu funcții extinse de autotestare și auto-diagnoză și cu funcții de înregistrare a evenimentelor și de oscilografare. Sistemul de protecții electrice trebuie prevăzut cu interfețe standard de comunicație pentru integrarea la un sistem local de achiziție date, supraveghere și control;
 3. sistemul de protecții electrice împotriva defectelor interne trebuie să fie capabil să sesizeze, cel puțin curenții de scurtcircuit, asimetria de curenți, tensiunea maximă/minimă, frecvența maximă/minimă la bornele modulelor generatoare care intră în componența centralei;
 4. sistemul de protecții electrice împotriva defectelor externe, ca protecții de rezervă, trebuie să fie capabil să sesizeze cel puțin scurtcircuitele simetrice și asimetrice din rețeaua electrică unde este racordat modulul generator care intră în componența centralei, oscilațiile de putere, asimetria de curenți, suprasarcinile electrice de curent și de tensiune.
- ii. protecția electrică a centralei formate din module generatoare are întâietate față de dispozițiile de dispecer, ținând seama de siguranța în funcționare a sistemului, de sănătatea și securitatea personalului și a publicului, precum și de atenuarea oricărei avarii survenite la modulul generator care intră în componența centralei.
- iii. ORR și gestionarul centralei formate din module generatoare se coordonează și convin ca sistemele de protecție să asigure, cel puțin, protecția la următoarele defecte, astfel:
- A. protecțiile modulelor generatoare care intră în componența centralei, ale transformatorului ridicător de tensiune și ale transformatorului de servicii proprii sau auxiliare, asigurate de către gestionarul centralei formate din module generatoare, pentru:
 1. defecte interne ale modulelor generatoare care intră în componența centralei, ale transformatorului ridicător de tensiune și eventual ale transformatorului de servicii proprii (scurtcircuite și puneri la pământ);
 2. defecte interne ale transformatorului ridicător de tensiune al modulului

- generator care intră în componența centralei;
3. scurtcircuite sau puneri la pământ pe linia electrică de evacuare în rețeaua electrică a puterii produse;
4. scurtcircuite sau puneri la pământ în rețeaua electrică, ca protecție de rezervă;
5. tensiune maximă și minimă la bornele modului generator care intră în componența centralei.
- B. protecții asigurate de gestionarul centralei formate din module generatoare și/sau de ORR, după caz:
 1. scurtcircuite sau puneri la pământ pe linia electrică de evacuare în rețeaua electrică a puterii produse;
 2. tensiunea maximă și minimă în punctul de racordare/delimitare, după caz;
 3. frecvența maximă și minimă în punctul de racordare/delimitare, după caz;
 4. scurtcircuite sau puneri la pământ în rețea, ca protecție de rezervă.
- iv. modificările schemelor de protecție necesare pentru centrala formată din module generatoare și pentru rețeaua electrică și ale setărilor relevante pentru elementele de generare se convin în prealabil între ORR și gestionarul centralei formate din module generatoare;
- (c) organizarea de către gestionarul centralei formate din module generatoare a dispozitivelor de protecție și control, în conformitate cu următoarea ierarhie a priorităților:
 - i. protecția rețelei electrice și centralei formate din module generatoare;
 - ii. inerția artificială, dacă este cazul;
 - iii. reglajul de frecvență (în cadrul reglajului puterii active);
 - iv. restricții de putere;
 - v. limitarea rampelor de variație a puterii.
- (d) ORR poate solicita, în avizul tehnic de racordare, instalarea suplimentară în centrala formată din module a unor sisteme de automatizare destinate reducerii rapide a puterii, respectiv până la oprirea acesteia, în cazuri justificate, pentru protecția instalațiilor persoanelor și a mediului.
- (e) **schimbul de informații:**
 - i. sistemele de protecție/control și de automatizare ale centralei formate din module generatoare trebuie să fie capabile să schimbe informații în timp real sau periodic cu ORR, cu marcarea timpului. În cazul agregărilor, respectând funcțiile convenite a fi agregate, informațiile schimbate se aduc la cunoștința ORR și OTS;
 - ii. ORR, în coordonare cu OTS, stabilește conținutul schimburilor de informații, furnizate de gestionarul centralei formate din module generatoare, care cuprinde cel puțin următoarele date transmise în timp real: puterea activă, puterea activă programată, după caz, puterea reactivă, tensiunea și frecvența în punctul de racordare/delimitare, după caz, semnale de stare și comenzile privind poziția întreruptorului, poziția separatoarelor și semnalul de stare de funcționare cu/fără răspuns automat la abaterile de frecvență. Gestionarul centralei formate din module generatoare asigură transmiterea semnalelor prin una/două căi de comunicație independente (stabilite prin ATR); de regulă, calea principală este asigurată prin suport de fibră optică.
- (f) Centralele formate din module generatoare trebuie să aibă posibilitatea de a se deconecta de la rețea în mod automat la pierderea stabilității în funcționare. Criteriile de deconectare, de tipul protecția împotriva asimetriei de curent, a întreruperii unei faze și timpul critic de deconectare, se convin între gestionarul centralei formate din module generatoare, ORR și OTS.
- (g) dispozitivele de măsură și control:

- i. centralele formate din module generatoare trebuie să fie dotate cu dispozitive care să asigure înregistrarea defectelor și monitorizarea comportamentului dinamic în sistem, acestea fiind de regulă osciloperturbografe sau echipamente care pot înlocui funcțiile asigurate de osciloperturbografe. Aceste dispozitive trebuie să asigure înregistrarea următorilor parametri:
 1. tensiunile pe toate cele trei faze;
 2. curentul pe fiecare fază;
 3. puterea activă pe toate cele trei faze;
 4. puterea reactivă pe toate cele trei faze;
 5. frecvența.

ORR are dreptul să stabilească performanțele parametrilor puși la dispoziție prin intermediul dispozitivelor menționate anterior, cu condiția convenirii prealabile a acestora cu gestionarul centralei formate din module generatoare.
 - ii. setările echipamentului de înregistrare a defectelor, inclusiv criteriile de pornire a înregistrării și ratele de eșantionare se stabilesc de comun acord între gestionarul centralei formate din module generatoare și ORR la momentul PIF și se consemnează prin dispoziții scrise. Acestea cuprind și un criteriu de pornire de detectare a oscilațiilor între centrală și punctul de racordare/delimitare, după caz, stabilit de OTS;
 - iii. ORR, OTS și gestionarul centralei formate din module generatoare stabilesc de comun acord necesitatea includerii unui criteriu de detectare a oscilațiilor între centrală și punctul de racordare/delimitare, după caz, pentru monitorizarea comportamentului dinamic al sistemului, stabilit de OTS cu scopul de a detecta oscilațiile cu amortizare insuficientă (neamortizate);
 - iv. sistemul de monitorizare a comportamentului dinamic al sistemului trebuie să permită accesul la informații al gestionarului centralei formate din module generatoare și al ORR. Protocoalele de comunicare pentru datele înregistrate sunt stabilite de comun acord între gestionarul centralei formate din module generatoare, ORR și OTS înainte de alegerea echipamentelor pentru monitorizare.
- (h) modelele de simulare a funcționării centralei formate din module generatoare:
- i. la solicitarea ORR sau a OTS, gestionarul centralei formate din module generatoare trebuie să furnizeze modele de simulare a funcționării centralei formate din module generatoare, care să reflecte comportamentul centralei atât în regim staționar, cât și dinamic (inclusiv pentru fenomene electromagnetice tranzitorii, dacă este solicitat). Modelele furnizate trebuie să fie validate de rezultatele testelor de verificare a conformității cu cerințele tehnice de racordare. Gestionarul centralei formate din module generatoare transmite ORR sau OTS rezultatele testelor de tip pentru modulele generatoare care intră în componența centralei sau pentru motoarele termice ce antrenează modulele generatoare care intră în componența centralei, dovedite prin certificate de verificare recunoscute pe plan european, realizate de un organism de certificare autorizat;
 - ii. modelele furnizate de gestionarul centralei formate din module generatoare trebuie să conțină următoarele sub-modele, în funcție de componentele individuale:
 1. modelul panoului fotovoltaic, turbinei eoliene etc. și al convertoarelor care intră în componența centralei;
 2. reglajul frecvenței și al puterii active;
 3. reglajul tensiunii;
 4. modelele protecțiilor centralelor formate din module generatoare, așa cum au fost convenite între ORR și gestionarul centralei formate din module generatoare;

5. modelul invertoarelor, a gupurilor generatoare eoliene, după caz.
- iii. la solicitarea ORR, prevăzută la punctul i), OTS specifică:
 1. formatul în care urmează să fie furnizate modelele de simulare, inclusiv programul de calcul utilizat;
 2. documentația privind structura modelului matematic și schema electrică;
 3. estimarea puterii minime și maxime de scurtcircuit în punctul de racordare/delimitare, după caz, exprimată în MVA, ca echivalent de rețea.
- iv. gestionarul centralei formate din module generatoare furnizează ORR, la cerere, înregistrări ale performanțelor centralei formate din module generatoare. ORR sau OTS poate face o astfel de solicitare, în vederea comparării răspunsului modelelor și simulărilor pe model realizate cu înregistrările reale de funcționare.
- (i) montarea de dispozitive pentru operarea sistemului și a dispozitivelor pentru siguranța în funcționare a sistemului, în cazul în care ORR sau OTS consideră că la o centrală formată din module generatoare este necesar să instaleze dispozitive suplimentare pentru a menține sau restabili funcționarea acestora sau siguranța în funcționare a sistemului. ORR, gestionarul centralei formate din module generatoare și OTS analizează și convin asupra soluției adecvate;
- (j) limitele minime și maxime pentru viteza de variație a puterii active (limitele rampelor) în ambele direcții, la creștere și la scădere, sunt stabilite pentru centrala formată din module generatoare de către ORR, în coordonare cu OTS, luând în considerare caracteristicile sursei primare. De regulă, viteza de variație este în gama $(10 \div 30)\% P_{\max}/\text{minut}$, egală în ambele direcții (la creștere respectiv la scădere);
- (k) legarea la pământ a punctului neutru pe partea spre rețea a transformatoarelor ridicătoare de tensiune trebuie să respecte specificațiile ORR.

Art. 115.

- (1). Centralele formate din module generatoare, de categorie C îndeplinesc următoarele cerințe în ceea ce privește stabilitatea de tensiune:
 - (a) trebuie să fie capabile să se deconecteze automat atunci când tensiunea în punctul de racordare/delimitare, după caz, depășește nivelurile specificate de ORR. Condițiile și setările pentru deconectarea automată a centralelor formate din module generatoare se stabilesc de către ORR în coordonare cu OTS.
 - (b) trebuie să fie capabile să furnizeze componenta de regim tranzitoriu a curentului de defect în punctul de racordare/delimitare, după caz, în cazul defectelor simetrice (trifazate), în următoarele condiții:
 - i. centrala formată din module generatoare, de categorie C trebuie să poată activa furnizarea componentei de regim tranzitoriu a curentului de defect prin:
 1. asigurarea furnizării componentei de regim tranzitoriu a curentului de defect în punctul de racordare/delimitare, după caz, corespunzătoare variației de tensiune cu un factor de proporționalitate (k) de 2 până la 10 conform formulei $\Delta I = k \cdot \Delta U$
 2. măsurarea variațiilor de tensiune în punctul de racordare/delimitare de categorie C și furnizarea componentei de regim tranzitoriu a curentului de defect la bornele acestora (componenta de curent reactiv);
 - ii. ORR, în colaborare cu OTS, prevede:
 1. modul și momentul în care se determină o abatere de tensiune, precum și durata abaterii. Abaterea de tensiune se determină când tensiunea măsurată fie în punctul de racordare/delimitare, după caz, fie la bornele modului

- generator este mai mică de $0,85 U_{ref}$. Durata abaterii se consideră până în momentul în care tensiunea revine la o valoare mai mare de $0,85 U_{ref}$;
2. caracteristicile componentei de regim tranzitoriu a curentului de defect, inclusiv intervalul de timp pentru măsurarea abaterii tensiunii și a componentei de regim tranzitoriu a curentului de defect pentru care curentul și tensiunea pot fi măsurate în mod diferit față de metoda stabilită la lit. (b), pct. i) sunt: timpul de creștere a curentului de defect, mai mic sau egal cu 30 ms și timpul de eliminare a curentului de defect, mai mic sau egal cu 60 ms;
 3. sincronizarea și acuratețea componentei de regim tranzitoriu a curentului de defect, care poate include mai multe etape în timpul și după eliminarea unui defect. Astfel, modulul generator trebuie să injecteze imediat după defect (la sesizarea scăderii tensiunii, conform punctului anterior), de regulă în 50 ms, un curent reactiv dependent de amplitudinea golului de tensiune (a tensiunii remanente) cu un factor de proporționalitate între (2÷10). Curentul reactiv injectat trebuie să se mențină pe toată durata căderii de tensiune conform profilului tensiunii definit de trecerea peste defect conform figurii 6C și să se anuleze imediat după eliminarea defectului (conform IGD Fault current contribution from PPMS & HVDC).
- (c) în ceea ce privește furnizarea componentei de regim tranzitoriu a curentului de defect în cazul defectelor asimetrice monofazate sau bifazate, ORR, în colaborare cu OTS, are dreptul de a stabili cerințe pentru componenta asimetrică a curentului de defect. De regulă, cerințele privind componenta asimetrică a curentului de defect sunt similare cerințelor privind componenta simetrică a curentului de defect prevăzută la lit. b). Aceste cerințe se aduc la cunoștința gestionarului.
 - (d) trebuie să fie capabile să furnizeze putere reactivă suplimentară, stabilită de ORR, care trebuie furnizată în punctul de racordare/ delimitare, după caz, al centralei formate din module generatoare, dacă acesta nu se află la bornele de înaltă tensiune ale transformatorului ridicător de tensiune. Puterea reactivă suplimentară trebuie să compenseze puterea reactivă a liniei sau cablului de înaltă tensiune între bornele de înaltă tensiune ale transformatorului ridicător de tensiune al centralei formate din module generatoare și punctul de racordare. Puterea reactivă suplimentară trebuie să fie asigurată printr-un echipament dedicat, pus la dispoziție de către gestionarul centralei formate din module generatoare. Această putere reactivă suplimentară este stabilită printr-un studiu de compensare a puterii reactive în punctul de racordare/delimitare, după caz, și trebuie să asigure în punctul de racordare/delimitare, după caz, schimb de putere reactivă nulă la puterea activă zero, cu o toleranță: de maxim 0,5 MVar dacă tensiunea în punctul de racordare/delimitare, după caz, este ≥ 110 kV sau dacă punctul de racordare/delimitare, după caz, este situat la barele stațiilor electrice, respectiv maximum 0,1 MVar pentru centralele formate din module generatoare racordate în linii sau la capătul unei linii lungi de MT.
 - (e) să fie capabile să producă putere reactivă în punctul de racordare/delimitare, după caz, la capacitate maximă, cu respectarea următoarelor cerințe:
 - i. gestionarul centralei formate din module generatoare trebuie să prezinte un contur al diagramei $U-Q/P_{max}$, care poate lua orice formă în limitele căreia

- centrala formată din module generatoare să fie capabilă să furnizeze/absoarbă putere reactivă la variații de tensiune și la funcționare la capacitate maximă; conturul trebuie analizat și aprobat de OTS în consultare cu ORR;
- ii. diagrama $U-Q/P_{\max}$ este stabilită de ORR în colaborare cu OTS, în conformitate cu următoarele principii:
1. conturul $U-Q/P_{\max}$ nu depășește conturul diagramei $U-Q/P_{\max}$, reprezentat de conturul interior din figura 7C;
 2. dimensiunile conturului diagramei $U-Q/P_{\max}$ (intervalul Q/P_{\max} și domeniul de tensiune) se încadrează în valorile maxime stabilite în tabelul 5C;
 3. poziționarea diagramei $U-Q/P_{\max}$ se încadrează în conturul exterior fix din figura 7C; și
 4. diagrama $U-Q/P_{\max}$ stabilită pentru centralele formate din module generatoare poate avea orice formă, luând în considerare posibilele costuri de realizare a capacității de furnizare a puterii reactive la creșteri de tensiune și consumul de putere reactivă la scăderi de tensiune;
- iii. cerința privind capabilitatea de furnizare a puterii reactive se aplică în punctul de racordare/delimitare, după caz. Pentru alte forme ale conturului decât cele dreptunghiulare, domeniul de tensiune reprezintă valorile limită cele mai mari și cele mai mici. Prin urmare, nu se preconizează ca întregul interval de putere reactivă să fie disponibil în domeniul de tensiuni în regim permanent.

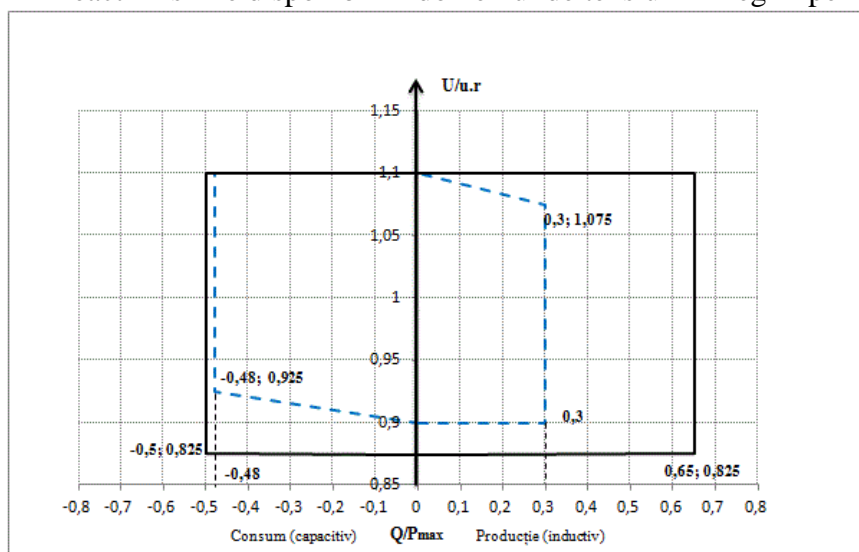


Fig. 7C. Diagrama $U-Q/P_{\max}$ a unei centrale formate din module generatoare

Figura 7C reprezintă limitele tipice ale diagramei $U-Q/P_{\max}$ ca dependență între tensiunea în punctul de racordare/delimitare, după caz, exprimată ca raportul dintre valoarea reală și valoarea de referință în unități relative și raportul dintre puterea reactivă (Q) și capacitatea maximă (P_{\max}). Poziția, dimensiunea și forma înfășurătoare sunt orientative, OTS putând solicita, în funcție de condițiile de sistem din punctul de racordare/delimitare, după caz, și alte forme ale diagramei $U-Q/P_{\max}$ în intervalul maxim de Q/P_{\max} de 0,75.

Intervalul maxim de Q/P_{\max}	Domeniul maxim al nivelului de tensiune în regim permanent, exprimat în unități relative
0,75	0,200

Tabelul 5C: Parametrii pentru înfășurătoarea interioară din figura 7C

- (f) în ceea ce privește capacitatea de producere de putere reactivă sub puterea maximă (sub P_{\max}):
- i. ORR, în colaborare cu OTS, stabilește cerințele privind capacitatea de furnizare a puterii reactive, precum și un contur P-Q/ P_{\max} de orice formă în limitele căruia centrala formată din module generatoare furnizează puterea reactivă sub puterea sa maximă dată de diagrama P-Q;
 - ii. limitele diagramei de capacitate P-Q/ P_{\max} sunt stabilite de ORR în colaborare cu OTS, în conformitate cu următoarele principii:
 1. conturul P-Q/ P_{\max} nu trebuie să depășească conturul diagramei P-Q/ P_{\max} , reprezentat de conturul interior din figura 8C;
 2. domeniul Q/ P_{\max} de pe conturul diagramei P-Q/ P_{\max} este stabilit în tabelul 5;
 3. domeniul de putere activă de pe conturul diagramei P-Q/ P_{\max} la putere reactivă zero este de 1 u.r. P_{\max} ;
 4. conturul diagramei P-Q/ P_{\max} poate avea orice formă și include condiții pentru capacitatea de producere de putere reactivă la putere activă zero; și
 5. poziția conturului diagramei P-Q/ P_{\max} trebuie să se încadreze în conturul exterior fix din figura 8C;
 - iii. atunci când funcționează la o putere activă sub puterea maximă ($P < P_{\max}$), centrala formată din module generatoare trebuie să fie capabilă să furnizeze putere reactivă pentru orice punct de funcționare din interiorul diagramei sale P-Q/ P_{\max} , dacă toate unitățile respectivei centrale cu module generatoare care produc energie sunt disponibile din punct de vedere tehnic, și nu sunt retrase din funcționare pentru mentenanță sau din cauza unei avarii, deoarece, în caz contrar, este posibilă diminuarea capacității de producere de putere reactivă, în funcție de disponibilitățile tehnice.
 - iv. centrala formată din module generatoare trebuie să fie capabilă să-și modifice punctul de funcționare în orice punct al diagramei sale P-Q/ P_{\max} în timpul necesar atingerii valorii de referință solicitate de ORR.

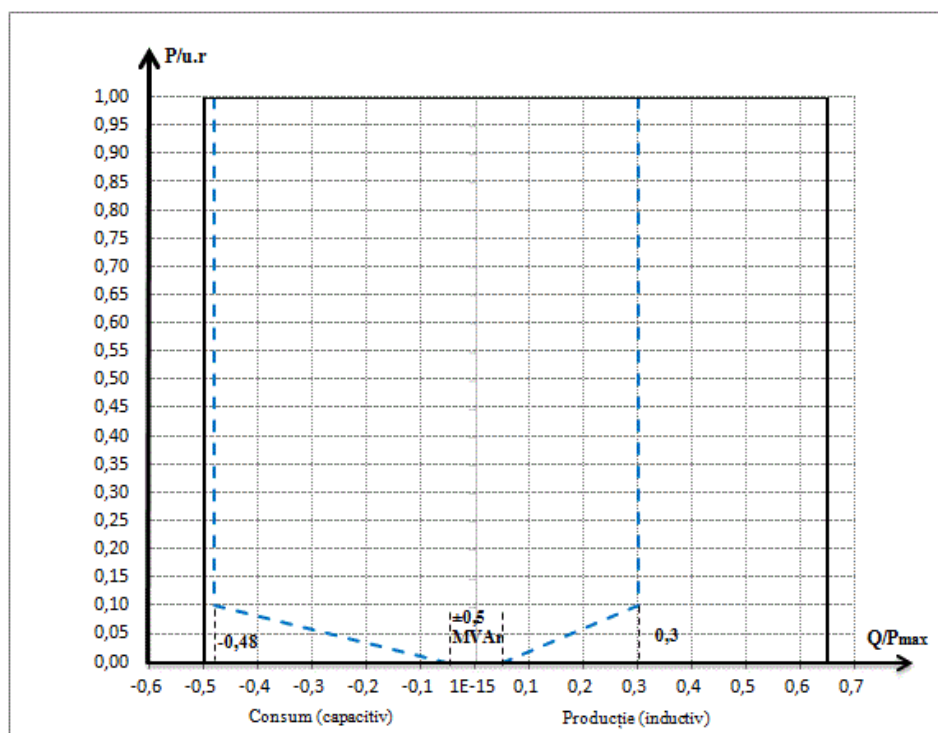


Fig. 8C. Diagrama $P-Q/P_{max}$ a unei centrale cu module generatoare

Figura 8C reprezintă limitele tipice ale diagramei $P-Q/P_{max}$ ca dependență între puterea activă în punctul de racordare/delimitare, după caz, exprimată prin raportul dintre valoarea reală și capacitatea maximă în unități relative, și raportul dintre puterea reactivă (Q) și capacitatea maximă (P_{max}). Poziția, dimensiunea și forma înfășurătoarei interne sunt orientative, OTS putând solicita, în funcție de condițiile de sistem din punctul de racordare/delimitare, după caz, și alte forme ale diagramei $U-Q/P_{max}$ în intervalul maxim de Q/P_{max} de 0,75.

(g) în ceea ce privește modurile de comandă a puterii reactive:

- i. centrala formată din module generatoare trebuie să aibă capacitatea de a furniza automat putere reactivă în modul de reglaj al tensiunii, în modul de reglaj al puterii reactive sau în modul de reglaj al factorului de putere;
- ii. în ceea ce privește modul de reglaj de tensiune, centrala formată din module generatoare trebuie să fie capabilă să contribuie la reglajul tensiunii în punctul de racordare/delimitare, după caz, prin asigurarea schimbului necesar de putere reactivă cu rețeaua electrică, la o valoare de referință a tensiunii situată cel puțin în domeniul $(0,95 \div 1,05)$ u.r. cu o referință prescrisă în pași care nu depășesc 0,01 u.r., cu o rampă minimă de $(2 \div 7)\%$ în pași de maximum 0,5%.
Banda
moartă în reglaj de tensiune este dată în tabelul 8C1.

Domeniul de variație a tensiunii	(90÷110)%, pentru $U_n=110$ kV respectiv $U_n=220$ kV (95÷105)%, pentru $U_n=400$ kV
Trepte de variație a tensiunii	$\leq 1 \% U_n$, respectiv $\leq 0,01$ u.r.
Rampa maxima	$\leq 2\% U_n/\text{min}$
Treapta maxima de modificare a tensiunii	$\leq 1 \% U_n$, respectiv $\leq 0,01$ u.r.
Timp de creștere la 90% t_1	1- 5 s
Timp de stabilizare – t_2	60 s
Banda moarta de reglaj a tensiunii - z	$\pm 0,5\%$ - pentru 110 kV reprezinta $\pm 0,55$ kV $\pm 0,25\%$ - pentru 220 kV reprezinta $\pm 0,55$ kV $\pm 0,15\%$ - pentru 400 kV reprezinta $\pm 0,6$ kV
Stabilitate în regim staționar	= 5% din puterea reactiva maxima dar nu mai mult de 5 MVar

Tab. 5C1 Parametrii modului de reglaj al tensiunii

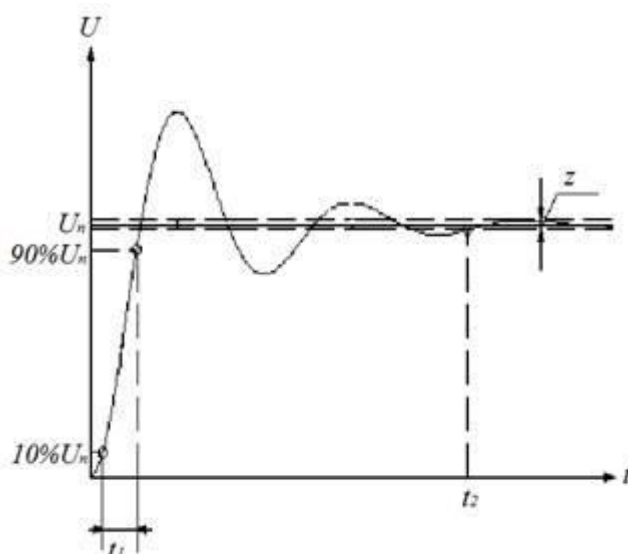


Fig. 8C1 Parametrii modului de reglaj al tensiunii

- iii. referința poate fi realizată cu sau fără o bandă moartă selectabilă într-un domeniu de la 0 la $\pm 5\%$ U_{ref} , unde $U_{ref} = U_n$, în pași de cel mult $0,5\%$ U_{ref} ;
- iv. după o modificare de tip treaptă a tensiunii, o centrală formată din module generatoare trebuie să fie capabilă să atingă 90% din valoarea treptei în momentul t_1 , stabilit de ORR, de maxim 30 secunde, și trebuie să se stabilizeze la valoarea solicitată într-un timp t_2 , stabilit de ORR de regula 60 secunde;
- v. în ceea ce privește modul de reglaj al puterii reactive, centrala formată din module generatoare trebuie să permită stabilirea valorii de referință a puterii reactive oriunde în domeniul de putere reactivă, prevăzut la lit. (d) și (e), cu pași de reglaj de 5% din puterea reactivă totală dar nu mai mari de 5 MW, reglând puterea reactivă în punctul de racordare/delimitare, după caz, cu o precizie de plus sau minus 1 MVar sau, dacă această valoare este mai mică, de plus sau minus 1% din puterea reactivă totală;
- vi. în ceea ce privește modul de reglaj al factorului de putere, centrala formată din module generatoare trebuie să permită reglajul factorului de putere în punctul de racordare/delimitare, după caz, în domeniul/conturul diagramei P-Q/ P_{max} prevăzut pentru putere reactivă, stabilit de ORR în conformitate cu lit. (d) și (e), cu un factor de putere setat în pași care nu depășesc 0,01. ORR stabilește valoarea factorului de putere solicitat, toleranța și durata de realizare a factorului de putere solicitat în urma unei schimbări bruște a puterii active. Toleranța factorului de putere solicitat se exprimă prin toleranța puterii reactive corespunzătoare, dar nu va depăși 1% din valoarea puterii maxime reactive a modulelor generatoare care intră în componența centralei;
- vii. ORR în cooperare cu OTS și cu gestionarul centralei formate din module generatoare, precizează care dintre cele trei opțiuni privind modul de reglaj al puterii reactive (reglaj de tensiune, de putere reactivă sau de factor de putere) cu valorile de referință asociate trebuie aplicate, și ce alte echipamente sunt necesare pentru ca reglajul valorii de referință să poată fi realizat de la distanță;
- (h) în ceea ce privește ierarhizarea contribuției puterii active sau reactive, OTS precizează care dintre acestea are prioritate în timpul defectelor pentru care se solicită capabilitatea de trecere peste defect. Dacă se acordă prioritate contribuției puterii active, furnizarea acesteia se stabilește cel târziu la 150 ms de la începerea defectului;

(i) în ceea ce privește amortizarea oscilațiilor de putere, dacă acest lucru este specificat de către ORR la emiterea ATR-ului, centrala formată din module generatoare trebuie să fie capabilă să contribuie la amortizarea oscilațiilor de putere între centrala formată din module generatoare și punctul de racordare/delimitare, după caz. Caracteristicile sistemelor de reglaj al tensiunii și puterii reactive ale centralelor formate din module generatoare nu trebuie să afecteze în mod negativ atenuarea oscilațiilor de putere.

Art. 116.

- (1). Gestionarul centralei formate din module generatoare, de categorie C trebuie să asigure continuitatea transmiterii mărimilor de stare și de funcționare, prevăzute la art.114, către ORR.
- (2). Centrala formată din module generatoare, de categorie C racordată la RET se integrează în sistemul SCADA al ORR și asigură cel puțin schimbul de semnale: putere activă, putere reactivă, tensiunea și frecvența în punctul de racordare/delimitare, după caz, consemne pentru puterea activă și puterea reactivă, semnale de stare și comenzi pentru poziția întreruptorului și pentru poziția separatoarelor.
- (3). Centrala formată din module generatoare, de categorie C racordată la RED se integrează atât în EMS-SCADA, cât și în DMS-SCADA. Integrarea în EMS-SCADA se asigură pentru cel puțin următorul schimb de semnale: putere activă, putere reactivă, tensiunea și frecvența în punctul de racordare/delimitare, după caz, consemne pentru puterea activă și puterea reactivă, semnale de stare și comenzi pentru poziția întreruptorului. Integrarea în EMS-SCADA se asigură prin două căi de comunicație independente, dintre care cel puțin una prin suport de fibră optică (stabilite prin ATR). Integrarea în DMS-SCADA se asigură pentru cel puțin următorul schimb de semnale: putere activă, putere reactivă, tensiunea și frecvența în punctul de racordare/delimitare, după caz, semnale de stare și comenzi pentru poziția întreruptorului și pentru poziția separatoarelor. Integrarea în DMS-SCADA se asigură prin cel puțin o cale de comunicație, de regulă prin suport de fibră optică (stabilită prin ATR).

Art. 117. Gestionarul centralei formate din module generatoare, de categorie C are obligația de a asigura compatibilitatea echipamentelor de schimb de date la nivelul interfeței cu sistemul SCADA al ORR, la caracteristicile solicitate de acesta.

Art. 118. În situația racordării mai multor centrale formate din module generatoare în același nod electric (bară colectoare), acestea trebuie să asigure, în comun, reglajul tensiunii în punctul de racordare/delimitare, după caz.

Art. 119. În regim normal de funcționare al rețelei, centrala formată din module generatoare nu trebuie să producă în punctul de racordare/delimitare, după caz, variații rapide de tensiune mai mari de $\pm 5\%$ din tensiunea nominală a rețelei la care este racordată.

Art. 120. Indiferent de instalațiile auxiliare aflate în funcțiune și oricare ar fi puterea produsă, centrala formată din module generatoare trebuie să asigure în punctul de racordare/punctul de delimitare, după caz calitatea energiei electrice, în conformitate cu standardele în vigoare (standardele europene și standardul de performanță pentru

prestarea serviciului de transport al energiei electrice și a serviciului de sistem, respectiv standardul pentru prestarea serviciului de distribuție a energiei electrice, după caz.

Art. 121. Centrala formată din module generatoare de categorie C este monitorizată din punct de vedere al calității energiei electrice în punctul de racordare/delimitare, după caz, pe durata testelor de verificare a conformității cu cerințele tehnice de racordare. ORR poate solicita, după caz, monitorizarea permanentă a calității energiei electrice în punctul de racordare/delimitare, după caz și integrarea echipamentului de monitorizare permanentă în sistemul propriu de monitorizare a calității energiei electrice.

Art. 122. Soluția de racordare a centralei formate din module generatoare, de categorie C nu trebuie să permită funcționarea acesteia în regim insularizat și trebuie să prevadă dotarea cu protecții care să declanșeze centrala formată din module generatoare la apariția unui asemenea regim.

10. Concluzii

Pornind de la decizia investitorului de a dezvolta o asemenea investiție în zona Cojani, zonă cu un potențial fotovoltaic adecvat, cu un sistem energetic existent încărcat mediu și luând în considerare variantele prezentate în acest studiu, se poate afirma că o asemenea investiție este posibil de realizat existând condițiile premergătoare racordării parcului la SEN.

Ținând cont de amplasamentul propus pentru realizarea PARCULUI FOTOVOLTAIC COJANI și de situația energetică din zonă, numărul de soluții fezabile se limitează la cele 2 variante analizate.

1. Prezenta lucrare reprezintă studiul de soluție pentru racordarea la rețelele electrice din zona Distribuție Oltenia a centralei electrice (CEF) Cojani, cu o putere totală instalată de 15,006 MW, localizată în zona Cojani

Acest studiu, elaborat conform prevederilor Codului Tehnic al RED și RET și a Regulamentului privind racordarea utilizatorilor la rețelele electrice de interes public, reprezintă documentația pe baza căreia operatorul de rețea va emite Avizul Tehnic de Racordare.

2. CEF Cojani va avea o putere instalată de 15,006 MW și va fi amplasat la aproximativ 5,5 km de stația Tg. Cărbunești.

3. Calculele de regimuri medii de bază și regimuri de dimensionare au ținut cont de noile instrucțiuni CN Transelectrica SA.

Pentru regimurile de dimensionare se prevăd următoarele:

- ✓ Producatorul CEF Cojani a fost considerat (inclus în model) cu 100% din puterea instalată în regimurile cu "N" și „N-1” elemente în funcțiune, adică 15,006 MW
- ✓ Producția centralelor din surse hidro din zona analizată a fost considerată conform cerințelor Transelectrica din Anexa A.
- ✓ Producția CEF din zona analizată a fost crescută de la 30 % (nivelul standard în RMB) la 80% Pinstalat pentru CEF cu ATR și CR, în regimurile cu "N" elemente în funcțiune pentru regimurile VDV. Centralele fotovoltaice din celelalte zone geografice au rămas neschimbate față de RMB;
- ✓ Producția CEE din zona analizată a fost crescută de la 30 % (nivelul standard în RMB) la 85% Pinstalat pentru CEE cu ATR și CR, în regimurile cu "N" elemente în funcțiune. Centralele eoliene din celelalte zone geografice au rămas neschimbate față de RMB;
- ✓ S-au analizat palierele VDV.

4. În capitolele 4 și 5 se prezintă principalele ipoteze, calcule și concluzii legate de analiza regimurilor staționare.

Racordarea CEF Cojani este posibilă în varianta 1 și 2 de funcționare.

6. În capitolul 8 se analizează posibilitățile de participare a noului parc fotovoltaic la reglajul tensiunii în zonă, rezultând un efect mediu-important pentru zona analizată.

Racordarea CEF Cojani nu conduce la supratensiuni, supraincari sau contingente suplimentare în SEN fata de situatia actuala

7. În capitolul 9 s-a prezentat verificarea efectuată pentru:

- încadrarea în limita de emisie planificată de flicker;
- încadrarea în limita de emisie planificată pentru curenții armonici și factorul de distorsiune.

Cu datele primite de la beneficiar s-au obținut rezultate corespunzătoare.

După punerea în funcțiune a CEE, se propune efectuarea de măsurători pentru verificarea performanțelor declarate de fabricant, atât pentru fenomenul de flicker, cât și pentru armonici.

8. În capitolul 10 se efectuează o serie de considerații privind condițiile de stabilitate tranzitorie ale invertoarelor din care se consideră că nu apar probleme deosebite.

9. În capitolul 11 se prezintă cerințele de monitorizare și reglaj, evidențiindu-se condiții stabilite de CN Transelectrica SA.

S-au notat și măsurile necesare pentru integrarea în conducerea operativă.

10. Concluzii ale analizei de regimuri staționare.

Fără CEF Cojani		
	N	N-1
VDV 2024	Nu există suprasarcini Nu există supratensiuni	LEA 110kV ROGOJELU – GODINEȘTI - supraîncărcată LEA 110kV GODINEȘTI – LUPOAIA - supraîncărcată Nu există supratensiuni
VDV 2029	Nu există suprasarcini Nu există supratensiuni	LEA 110kV ROGOJELU – GODINEȘTI - supraîncărcată LEA 110kV GODINEȘTI – LUPOAIA - supraîncărcată Nu există supratensiuni
VDI 2024	Nu există suprasarcini Nu există supratensiuni	Nu există suprasarcini Nu există supratensiuni
VDI 2029	Nu există suprasarcini Nu există supratensiuni	Nu există suprasarcini Nu există supratensiuni
Cu CEF Cojani		
VDV 2024	Nu există suprasarcini Nu există supratensiuni	LEA 110kV ROGOJELU – GODINEȘTI - supraîncărcată LEA 110kV GODINEȘTI – LUPOAIA - supraîncărcată

		Nu există supratensiuni
VDV 2029	Nu există suprasarcini Nu există supratensiuni	LEA 110kV ROGOJELU – GODINEȘTI - supraîncărcată LEA 110kV GODINEȘTI – LUPOAIA - supraîncărcată Nu există supratensiuni
VDI 2024	Nu există suprasarcini Nu există supratensiuni	Nu există suprasarcini Nu există supratensiuni
VDI 2029	Nu există suprasarcini Nu există supratensiuni	Nu există suprasarcini Nu există supratensiuni

Se observă că atât în regimurile fără CEF Cojani cât și în regimurile după apariția CEF Cojani, în zona analizată apare supraîncărcate LEA 110kV ROGOJELU – GODINEȘTI și

LEA 110kV GODINEȘTI – LUPOAIA. Aceste supraîncărcări nu sunt datorate noului producător.

Urmare a analizei de sistem prezentate, rezultă că soluțiile propuse pentru racordare CEF COJANI 15,006 MW corespund condițiilor tehnice de funcționare.

Va fi absolut necesară efectuarea completă a testelor de punere în funcțiune, pe baza cărora OTS/OD va da aprobarea de conectare la rețea în soluția de racordare care va fi stabilită.

PROIECTAT

ING. Răzvan STOICA-TARȚA



ANEXA A

Secțiunea I
Reguli aplicate la construirea scenariilor,
regimurilor medii de bază și a regimurilor de dimensionare
utilizate în studiile de soluție de racordare a centralelor/grupurilor noi

1. Context și domeniu de aplicare

Volumul puterii instalate în CEE și CEF pentru care s-au semnat contracte de racordare depășește 6000 MW, majoritatea cu termen de punere în funcțiune înainte de 2019. Valorile sunt în continuă modificare.

Un număr mare de proiecte este promovat de dezvoltatori care intenționează să le vândă unor investitori în CEE, iar Transelectrica nu poate prognoza care proiecte vor găsi finanțare și vor fi astfel finalizate și care vor fi abandonate.

Studiile de soluție trebuie să ia în considerare toate contractele, dar și angajamentele asumate de operatorii de rețea prin eliberarea de ATR sau prin oferta de soluții de racordare. Se vor analiza, de aceea, ipoteze care iau în considerare, echidistant, proiectele aflate în aceste stadii, localizate în zona în care se află centrala nouă pentru care se analizează soluția de racordare.

Prezentul document descrie regulile aplicate în procesul de elaborare a studiilor de soluție.

Verificarea încadrării noii centrale în SEN se face aplicând regulile specifice dimensionării rețelei și de aceea vom denumi în continuare regimurile la fel ca în metodologia de dimensionare a rețelei: RMB și RD.

2. Construirea regimurilor medii de bază (RMB) și a regimurilor de dimensionare (RD)

2.1 Construirea regimurilor medii de bază (RMB)

Regimul mediu de bază se construiește pentru scenariul de bază privind capacitățile instalate.

În scenariul de bază se consideră instalate grupurile/centralele noi având contract de racordare.

Grupurile noi termoelectrice și hidroelectrice, prevăzute în strategia energetică a guvernului și având studii de soluție avizate, se introduc în scenariul de bază al etapei respective, chiar dacă nu au Contract de racordare sau ATR, la termenele de punere în funcțiune anunțate, conform comunicărilor Transelectrica.

De exemplu, conform informațiilor din momentul elaborării acestui document:

- U3700 MW Cernavodă se consideră instalată din anul 2029, U4 700MW Cernavodă se consideră instalată din anul 2035;

- CHEAP Tarnița 4x250 MW se consideră instalată din anul 2029.

U3 CNE Cernavodă și CHEAP Tarnița au fost considerate pentru 2029 în scenariul favorabil și acesta va fi utilizat, pe lângă scenariul de bază, pentru studii de racordare în zona secțiunii S6.

Grupurile instalate în scenariul de bază se încarcă pe criteriul minimizării costurilor variabile, în condițiile satisfacerii condițiilor de sistem impuse, pornind de la rezultate POWRSYM rulat de Transelectrica, în care:

- Centralele hidroelectrice sunt încărcate pentru condiții de hidraulicitate medie;
- CEE sunt considerate utilizand profilarea orara a productiei pe baze statistice si tinte UE;
- Centralele fotoelectrice (CFE) se consideră funcționând doar la VDV și VDI și sunt considerate utilizand profilarea orara a productiei pe baze statistice;
- Centralele termoelectrice si centralele bazate pe alte resurse regenerabile (biomasă, biogaz) sunt încărcate conform rezultatelor din rulara programului Powrsym de simulare a pieței de electricitate.

2.2 Construirea regimurilor de dimensionare (RD)

Regimurile de dimensionare (RD) se construiesc pornind de la scenariul de bază descris mai sus, (RMB).

Se identifică zona excedentară analizată, delimitată de restul SEN printr-o secțiune de rețea a cărei capacitate poate fi depășită datorită evacuării excedentului de putere care include și producția centralei/ grupului nou racordat.

În sensul celor de mai sus, se definesc următoarele zone:

- a. Dobrogea+Galați+Brăila+Ialomița;
- b. Moldova+Vrancea;
- c. Prahova+Buzău;
- d. Mehedinți+ Caraș Severin ;
- e. Alte zone, definite de elaboratorul studiului, după caz

În funcție de zona în care se preconizează instalarea grupului/ grupurilor noi, se construiesc regimurile de dimensionare (RD), pornind de la RMB și încărcând grupurile generatoare conform regulilor stabilite în PE026/1992, completate conform celor de mai jos:

Noul obiectiv

1. Dacă noul obiectiv analizat este o centrală clasică, aceasta se consideră la 100% din Pinstalat atât la N, cât și la (N-1).

2. Dacă noul obiectiv analizat este o centrală bazată pe resurse regenerabile (eoliană, fotovoltaică, biomasă etc), aceasta va fi încărcată la 100 % din puterea instalată în regimurile cu N și N-1 elemente în funcțiune.
3. Dacă în elementul de rețea (stație, linie) la care se face racordarea noii centrale mai sunt racordate și alte centrale, se vor considera toate încărcate la 100% P_{instal} în regimurile cu N și N-1 elemente în funcțiune.

Celelalte centrale la VSI/ VDI, VDV

4. Producția CEE din zona în care se racordează centrala analizată, va fi 70% din P_{instal} (CEE cu contracte).

În cazul analizării unei soluții de racordare în rețeaua unui operator de distribuție, CEE racordate la subzona rețelei de distribuție respectivă, delimitată prin debucările față de restul rețelei de distribuție și transformatoarele de legătură cu rețeaua de transport, se vor considera încărcate la 85% P_{instal} în regimurile cu N și N-1 elemente în funcțiune.

5. La VSI/ VDI, VDV, cea mai mare centrală termoelectrică (suplimentar față de CNE; exceptând producția asociată termoficării la VDV) din zona analizată se încarcă la P_{max} disponibil.

Mențiune: La fiecare racordare de grup nou pot fi avute în vedere succesiv, după caz, mai multe secțiuni concentrice a căror capacitate este în pericol să fie depășită, delimitând mai multe zone excedentare analizate, din ce în ce mai largi (ex.: pentru racordare în rețeaua de 110 kV dintre Constanța și Medgidia, se pot avea în vedere: 1. secțiunea de evacuare spre rețeaua de 400 kV și 2. S6; pentru un grup racordat în Smârdan, se pot avea în vedere secțiunile de evacuare 1. din stația Smârdan și 2. S6 și 3. S3). Se va încărca, după caz, cea mai mare centrală termoelectrică din secțiunea respectivă.

6. La VSI/ VDI, VDV, CNE se încarcă la P_{max} disponibil.
7. La VSI/ VDI, VDV, toate centralele Hidro din zona analizată se încarcă la P_{max} disponibil.

Mențiune: Incărcarea CHE Porțile de Fier și CHE Djerdap (Serbia) se va face corelat, în aceeași măsură.

8. Producția CFE (CFE cu contracte), din zona în care se racordează centrala analizată, la VDV, sau VDI, se consideră 80% din P_{instal}.

Celelalte centrale la GNV

9. Producția CEE din zona în care se racordează centrala analizată, (v. pag. 2) va fi 70% din P_{instal} în scenariul de verificare a încadrării.

În cazul analizării unei soluții de racordare în rețeaua unui operator de distribuție, centralele eoliene racordate la subzona rețelei de distribuție respectivă, delimitată prin debucările față de restul rețelei de distribuție și transformatoarele de legătură cu rețeaua de transport, se vor considera încărcate la 85% P_{instal} în regimurile cu N și N-1 elemente în funcțiune.

10. La GNV, cea mai mare centrală termoelectrică (suplimentar față de CNE) din zona analizată se încarcă la Pmax disponibil în regimurile cu N elemente în funcțiune, dar se acceptă ipoteza unei valori care poate coborâ până la 70% Pmax disponibil (atrăgându-se atenția în studiu, inclusiv la Concluzii) pentru încadrarea în limita termică a rețelei în regimurile cu N-1 elemente în funcțiune. Valoarea acceptată nu va fi sub P minim tehnic sau sub valoarea din RMB.

11. La GNV, CNE se încarcă la Pmax disponibil.

12. La GNV, toate centralele Hidro din zona excedentară analizată se încarcă la 50% Pinstalat, dacă în RMB erau sub această valoare. Se poate accepta descărcarea CHE cu lac de acumulare sub această valoare sau chiar oprirea lor, specificându-se în studiu aceste reduceri (inclusiv la Concluzii). Nu se acceptă valori sub Pmin tehn sau sub valoarea din RMB.

Echilibrarea balanței

13. Balanța se va echilibra prin scăderea, până la limite acceptabile pentru siguranța alimentării consumatorilor, în afara zonei excedentare analizate, a producției în centrale termoelectrice fără program de cogenerare (în ordinea descrescătoare a costurilor de producție estimate: 1. hidrocarburi, 2. ulei, 3. lignit) și în centrale eoliene din zone îndepărtate – aplicând ipoteza lipsei vântului/ nefinalizării acelor proiecte.

Nu se va reduce producția la grupuri nucleare și se vor menține, dacă existau în RMB, cel puțin un cazan în funcțiune la Turcenii, Rovinari, Mintia.

Având în vedere cuplajul între zonele Dobrogea și Moldova, care evacuează prin S3 comună, încărcarea grupurilor în una din aceste zone nu se va echilibra prin scăderea în cealaltă.

Dacă rămâne un excedent după aplicarea condițiilor de mai sus, acesta se va considera export suplimentar față de soldul din RMB (50% pe direcția sud, 50% pe direcția vest).

Rezultă astfel valoarea fluxului maxim de putere prognozat a fi evacuat din zona analizată, pentru care se identifică întăririle necesare.

Modul în care s-a echilibrat balanța se va descrie în Studiu (lista centrale și încărcări modificate, valoare sold).

Se va ține seama de următoarele restricții observate în exploatare:

CTE Rovinari funcționează cu maxim 3 grupuri (max 900MW în total)

CTE Turcenii funcționează cu maxim 2 grupuri (max 500MW în total)

CTE Isalnița- maxim un grup

CTE Craiova- maxim un grup

CET Govora- maxim 2 grupuri iarna (90MW) și maxim un grup vara(45MW)

CET Vest – maxim 120MW vara

CET Progresu – maxim un grup

3. Analize extinse

Analizele extinse au rolul de a verifica suficiența întăririlor de rețea pentru cazul în care, față de scenariul de încadrare, se vor realiza suplimentar instalarea altor centrale sau programe de import/export.

În funcție de zona de racordare a centralei noi, se vor analiza (prin calcul sau, dacă este posibil, prin extrapolarea concluziilor calculelor deja realizate) implicațiile adăugării, la RD considerat, a următoarei ipoteze:

3.1 Toate centralele având ATR valabil, din zona analizată;

Mențiune: În situațiile transmise de TEL, este posibil să apară și centrale cu ATR expirat. Aceste centrale nu se vor considera în analize.

3.2 Se vor analiza și alte scenarii considerate importante pentru cazul studiat, în funcție de informațiile actualizate și de situația analizată.

Balanța se va echilibra în modul prezentat în secțiunea 2.2 mai sus.

Se vor propune indicativ întăriri ale RET suplimentare (ex. nr. de linii de o anumită tensiune și lungime aproximativă, număr de transformatoare și de anumite valori ale tensiunilor și puterii nominale) față de Planul de dezvoltare în vigoare, asociate analizelor extinse, precizându-se că soluția tehnică exactă se va stabili de către Transelectrica, prin studii de sistem realizate la momentul conturării unor scenarii cu un grad mai mare de certitudine. Se va specifica ce întărituri au fost considerate în cadrul analizelor de sistem efectuate.

4. Precizări privind conținutul studiilor

4.1 Dacă Transelectrica nu solicită altfel pentru un anumit studiu, se vor analiza, RMB și RD pentru palierele caracteristice VSI 2024 și 2029, VDV 2024 și 2029 și GNV 2024 și 2029. În cazul în care, în zona analizată, nu sunt centrale fotoelectrice instalate sau preconizate, se admite analizarea doar a palierelor VSI și GNV. În acest caz (pentru a acoperi și palierul de VDV) se va considera la VSI curentul admisibil corespunzător temperaturii de 40 °C (aplicând raportul față de valoarea admisibilă la 5 °C din modelele Transelectrica pentru VSI: $I_{\max 40^{\circ}\text{C}} = 0.68 \cdot I_{\max 5^{\circ}\text{C}}$).

Având în vedere caracteristicile centralelor fotovoltaice, studiile de soluție pentru racordarea acestora vor considera palierele VDV 2024 și 2029 și VDI 2024 și 2029.

Regimul corespunzător palierelor VDI se construiește pornind de la modelele pentru VSI, în care se diminuează valoarea consumului de la VSI cu 516MW la 2024 și cu 350MW la 2029 pe întregul SEN. Pentru echilibrare se va reduce în principal producția în CHE. Se poate reduce și producția în centralele termoelectrice dar fără a se opri.

4.2 Se va prezenta în studii lista centralelor și a încărcării acestora considerate în calcule.

4.3 Se vor realiza calcule la 2024, pe RD fără proiectele de dezvoltare modelate, verificându-se dacă puterea din noua centrală și din celelalte centrale care au contract de racordare, se poate evacua fără aceste proiecte (fără întărituri de rețea).

- 4.4. Se va preciza (inclusiv la Concluzii) puterea care poate fi aprobată fără întăriri de rețea.
- 4.4 Verificarea criteriului N-1 se va face și pentru declanșarea liniilor de interconexiune.
- 4.5 Se vor verifica atât stabilitatea de tensiune, cât și stabilitatea de unghi. Se va verifica respectarea rezervelor normate pentru schema cu N elemente în funcțiune și pentru scheme cu N-1 elemente în funcțiune.
- 4.6 Verificarea stabilității tranzitorii se va efectua doar pentru VSI 2024 (VDI2024 pentru centrale fotovoltaice), pentru soluția selectată (soluțiile selectate) de racordare la RET/RED a noului obiectiv.
Soluția selectată de racordare la RET/RED a noului obiectiv trebuie să îndeplinească condițiile de stabilitate statică și dinamică.
Analizele de stabilitate tranzitorie se vor efectua:
- pentru zonele definite la pct. 2.2. (a,b,c,d,e) în regimurile de funcționare corespunzătoare valorilor admisibile de stabilitate statică, cu respectarea valorilor normate de rezerva;
- pentru determinarea timpului critic de eliminare a defectului.
- 4.7 În cazul în care mai multe proiecte de centrale situate în zone apropiate primesc soluții de racordare la aceeași linie de transport, se vor propune soluții în care racordarea acestora să se facă prin intermediul unei singure stații conectate prin racord intrare-ieșire la linia de înaltă tensiune. De asemenea, se va evita secționarea liniilor de transport în apropierea stațiilor existente, preferându-se racordarea în aceste stații.
- 4.8. Se va preciza explicit în concluziile studiilor că racordarea centralei analizate este condiționată de realizarea tuturor întărilor RET și RED care au reieșit ca fiind necesare din analize și care nu sunt realizate la momentul finalizării studiului. Aceste întăriri (chiar dacă au fost modelate și în modelul de bază sau în RMB) se vor enumera în clar și se va preciza necesitatea de participare a beneficiarului la acoperirea cheltuielilor, conform prevederilor legale.
- 4.9. Variantele de racordare analizate vor fi prezentate și prin scheme/ desene, nu numai prin text;
- 4.10. Pentru studiile de racordare la RET se va realiza o sinteză conform modelului din Anexă

5. Precizări privind elaborarea modelelor de calcul

Transelectrica actualizează și pune la dispoziția consultanților elaboratori de studii **modele de rețea de bază** ale SEN interconectat cu primul inel de țări vecine sau izolat, pentru palierele VSI, VDV și GNV. În aceste modele, grupurile sunt încărcate conform regulilor de construire a RMB.

Deoarece lista de Contracte, ATR este în continuă și rapidă evoluție, pentru fiecare studiu de soluție, elaboratorii construiesc, pornind de la modelul de rețea de bază, modelele de calcul pentru RD și analize extinse, utilizând listele actualizate privind stadiul proiectelor de racordare (Contracte, ATR, Studii avizate) puse la dispoziție de Transelectrica și aplicând regulile de echilibrare a balanței de la 2.2.

Sectiunea II
Reguli aplicate la construirea scenariilor,
regimurilor medii de bază și a regimurilor de dimensionare
utilizate în studiile de soluție de racordare a consumatorilor noi
sau pentru emiterea de ATR pentru creșterea consumului

Regimurile de dimensionare se construiesc respectând regulile de dimensionare a capacității de transport a rețelei de alimentare a unei zone deficitare, așa cum este prezentat mai jos.

Rețeaua se analizează la palierul VSI, pentru un orizont de +5 ani și +10 ani (2024 și 2029). De asemenea, se analizează și regimurile la palierul VDV, pentru creșterea consumului în zone unde deficitul este mai mare la VDV decât la VSI, ca urmare a opririi grupurilor din zonă în timpul verii. Dacă racordarea se face prin LES se va analiza și palierul GNV.

Se construiește RD pornind de la RMB, la palierul/ palierele de mai sus, aplicând următoarele modificări ale încărcării centralelor din zonă:

- se oprește grupul cu cea mai mare putere în funcțiune în RMB;
- se opresc toate CEE;
- se consideră în funcțiune numai CFE deja existente, exclusiv la VDV, funcționând la 50% din încărcarea din RMB;
- balanța se echilibrează încărcând o putere corespunzătoare (în ordinea crescătoare a costurilor de producție estimate: 1. lignit, 2. ulei, 3. hidrocarburi) în zone îndepărtate din SEN.

Se verifică îndeplinirea criteriului de siguranță N-1, inclusiv prin declanșarea grupului cu cea mai mare producție din zonă în regimul analizat (RMB sau RD).

Se iau în considerare simultan toate solicitările de creștere a consumului în zonă:

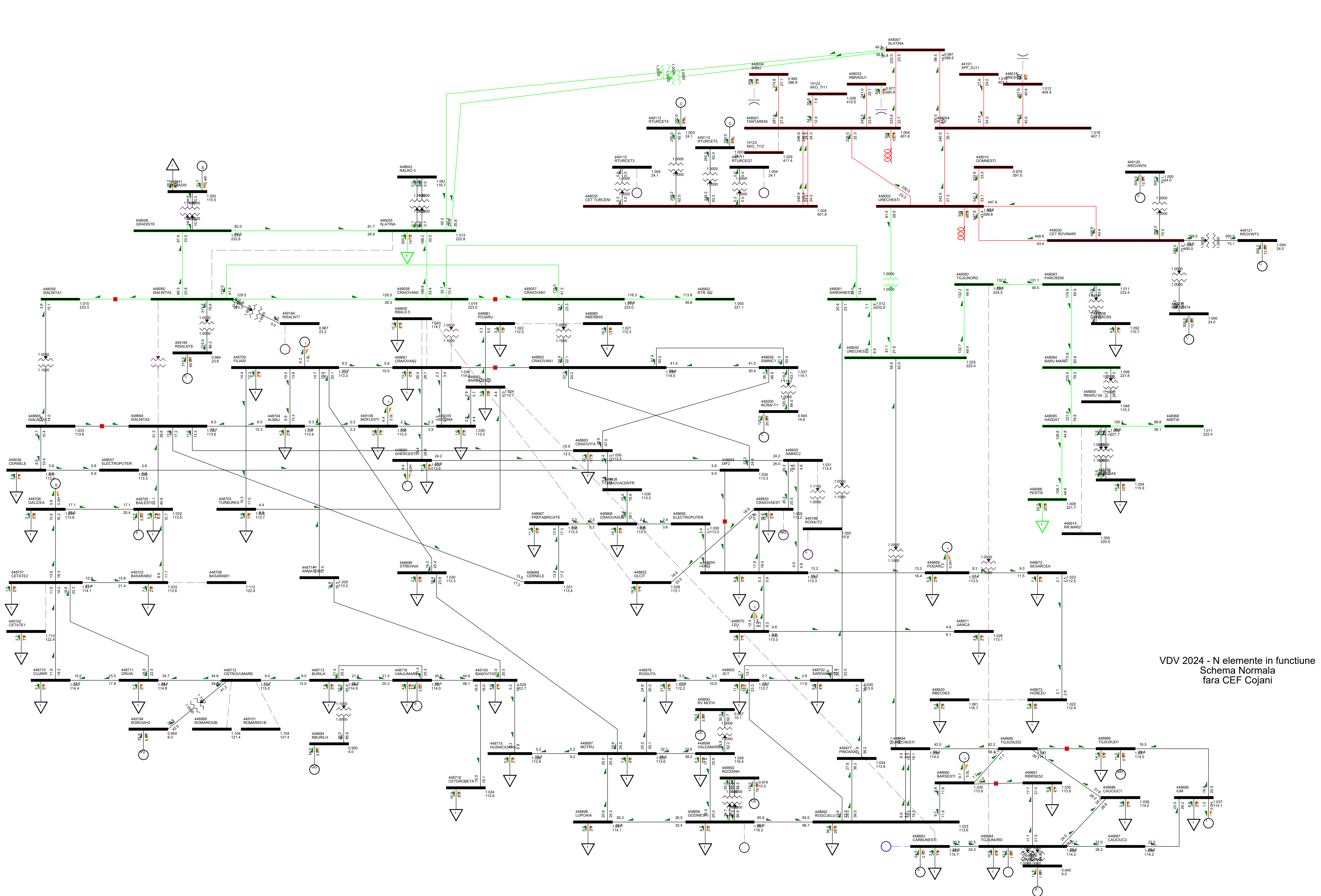
1. Contracte+ATR;
2. Contracte+ATR +Studii de soluție avizate final.

Se precizează întăririle de rețea necesare pentru alimentarea consumatorului și puterea care poate fi aprobată fără întăriri de rețea (această putere se calculează pe baza unor analize de regimuri fără întăriri de rețea la etapa 2024).

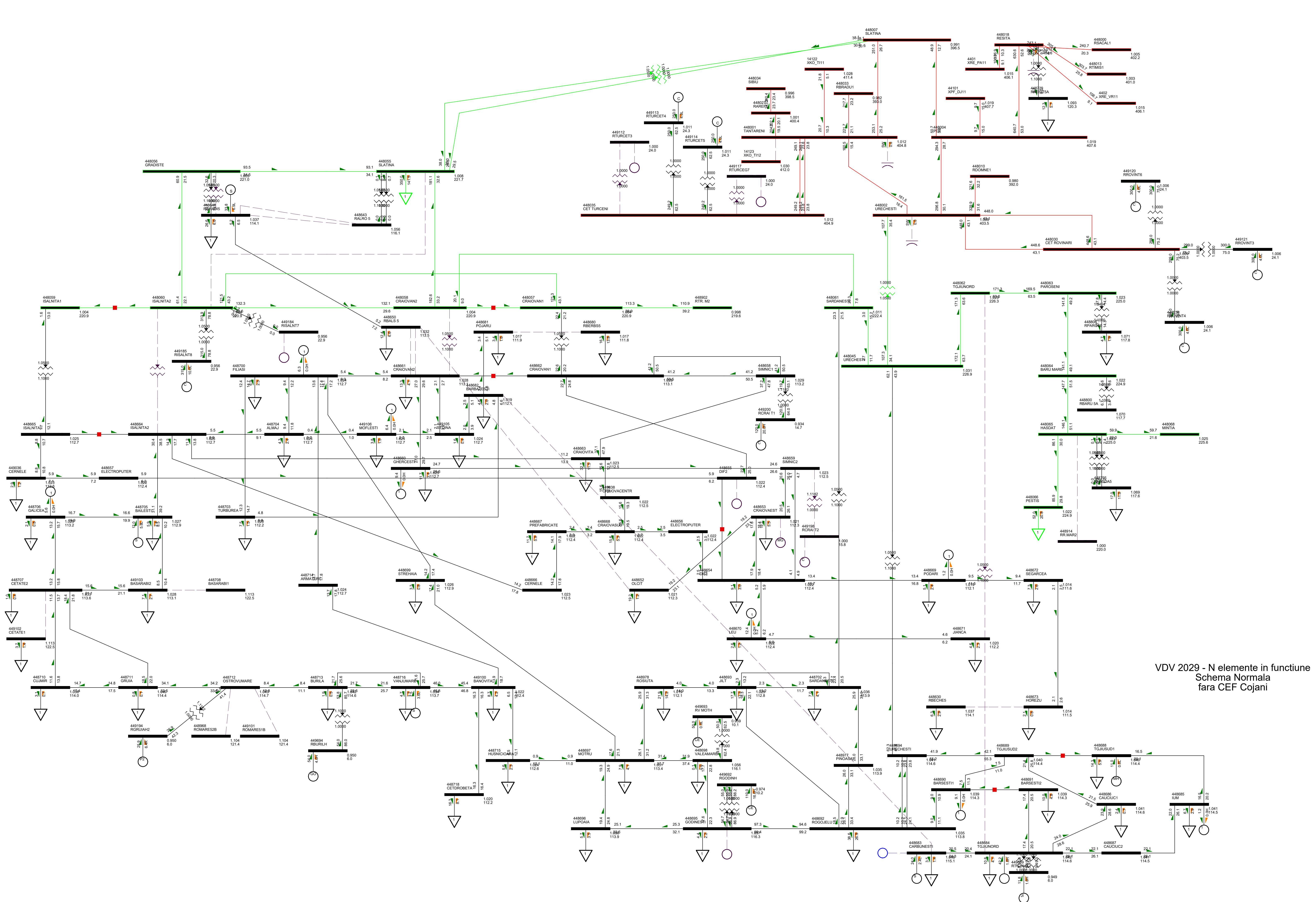
ANEXA B

Regimuri stationare, schema actuala de functionare

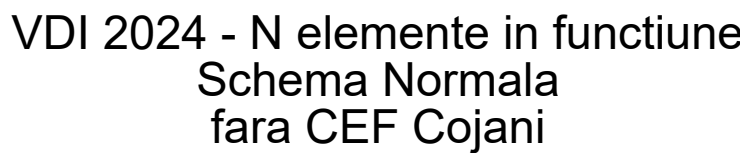
GNV/VSI/VDV - 2024/2029

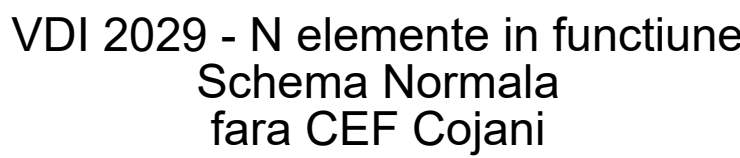


VDV 2024 - N elemente in functiune
Schema Normala
fara CEF Cojani



VDV 2029 - N elemente in functiune
Schema Normala
fara CEF Cojani

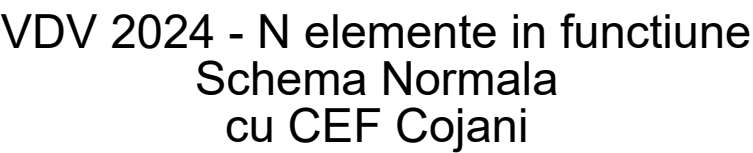


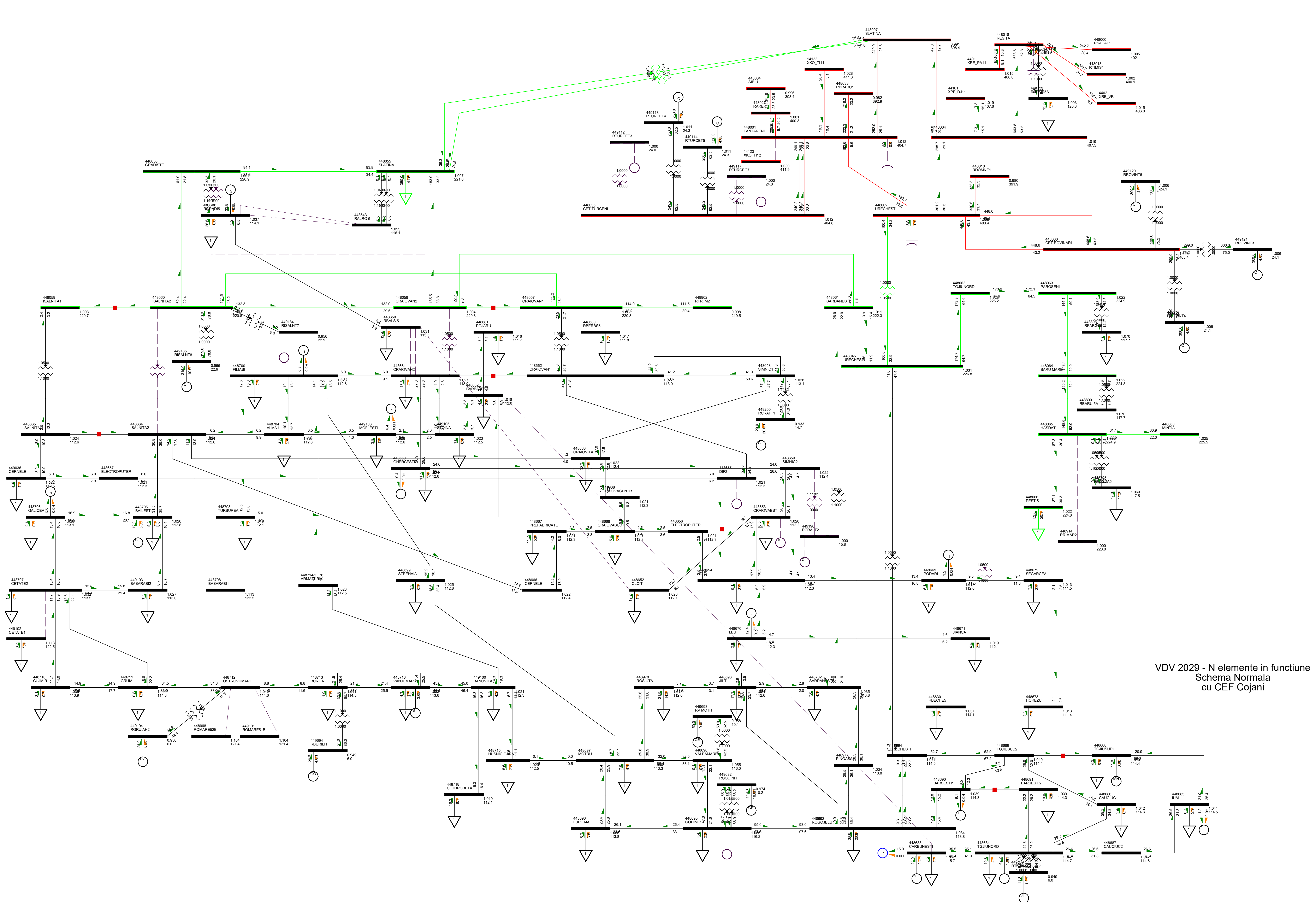


ANEXA C

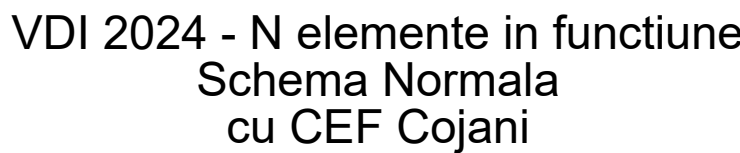
Regimuri staționare, varianta 1 și 2 de racordare

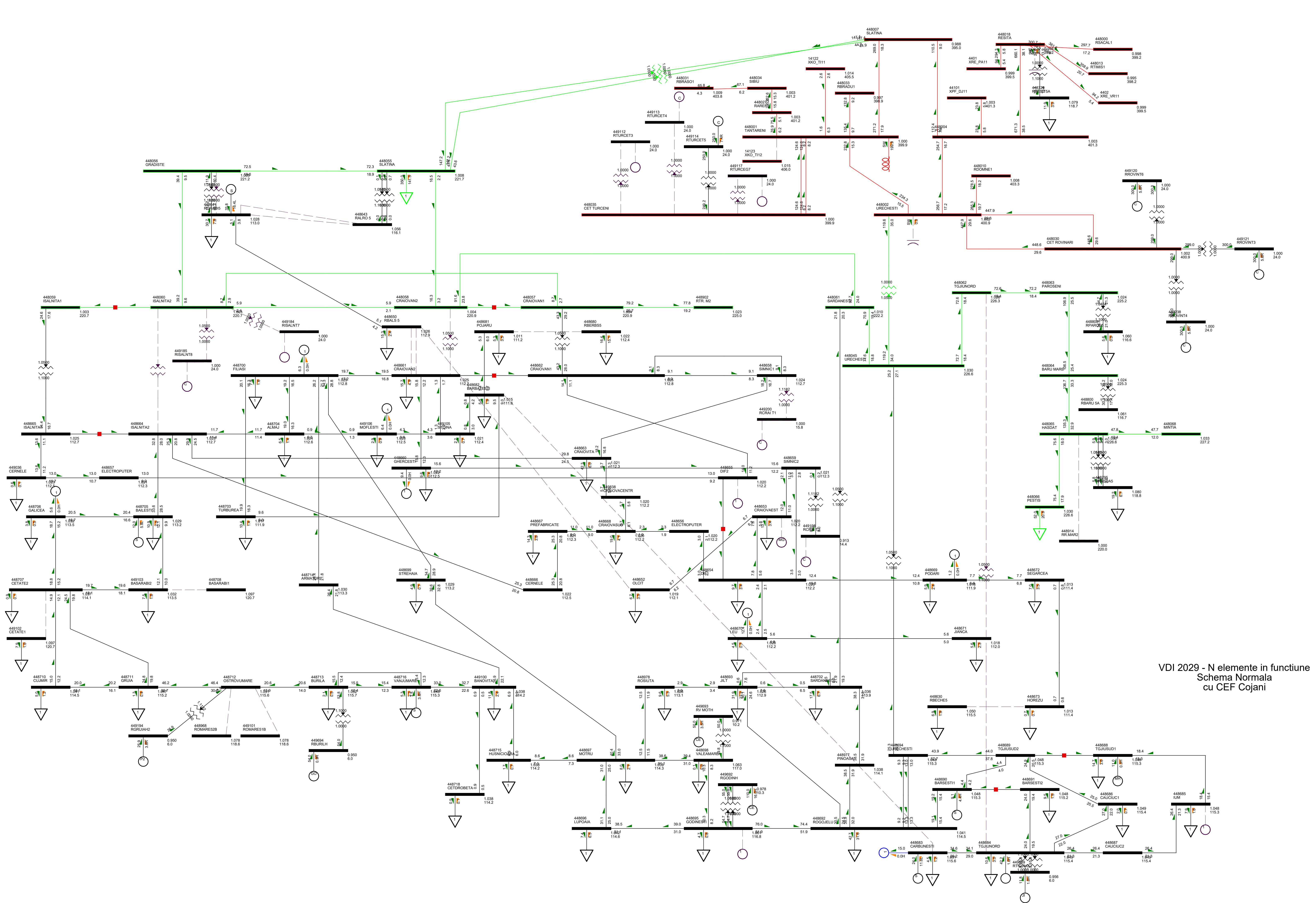
GNV/VSI/VDV 2024/2029





VDV 2029 - N elemente in functiune
Schema Normala
cu CEF Cojani





VDI 2029 - N elemente in functiune
Schema Normala
cu CEF Cojani