



RFRO10RV01-02481312

**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 poștal 200769 Județul Dolj

Telefon/fax/: 0251215002/0251215004

E-mail: distributie@distributieoltenia.ro

LC: 0051859468

Nr. 060050128691 din 12.08.2022

**AVIZ TEHNIC DE RACORDARE**

PENTRU PRODUCĂTORI

**Nr. 001500007260 din 12.08.2022**

Ca urmare a cererii înregistrate cu nr 060050128691 din data 02.08.2022, având ca scop Modificarea unor elemente de natură tehnică ale unui loc de consum existent, fără depășirea puterii aprobate anterior, pentru locul de producere ce aparține utilizatorului SC SERG COMPANY SRL/ ———, cu domiciliul/sediul în județul Gorj, municipiul/orașul/comuna TARGU JIU, satul ———, sectorul ———, codul poștal 210147, str. PRIMAVERII, nr. 13, bl. ———, sc. ———, et. 1, ap. 1, telefon/fax 0727868322/ ———, e-mail tiloiupetrisor@yahoo.com, și a analizării documentației anexate acesteia, depusă complet la data 02.08.2022,

în conformitate cu prevederile Regulamentului privind racordarea utilizatorilor la rețelele electrice de interes public, aprobat prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 59/2013, cu modificările și completările ulterioare, denumit în continuare Regulament, se aprobă racordarea la rețeaua electrică a locului de producere: CENTRALA FOTOVOLTAICA CABINA POARTA amplasat în județul Gorj, municipiul/ orașul/ comuna TARGU CARBUNESTI (GJ), satul COJANI (TARGU CARBUNESTI GJ), sectorul ———, cod poștal 215503, str. COJANI, nr. 46A bl ——— sc ——— et ——— ap ———, nr. cadastral ——— (numai dacă este disponibil), telefon/fax ———/ ———, e-mail ———, în condițiile menționate în continuare:

1. Datele energetice ale locului :

- module generatoare de tip fotovoltaic:

Nr. crt	Nr. Panouri	Tip Panou	Pi/Panou (c.c.) (kW)	Pi total Panou (c.c.) (kW)	Pmax debitat de panouri (c.c.) (kW)	Capacitate baterii de acumuloare * (Ah)	Pi total pe 1 invertor (c.c.) (kW)	Observatii
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	26752	HANERSUN - HANERSUN HITOUCH 6	0,600	16051,200	16051,20	0,00	211,20	N
<b>TOTAL</b>	26752			16051,200	16051,20	0,00	211,20	

\* Coloană completată numai dacă sistemul fotovoltaic are baterii de acumuloare.

NOTĂ:

Panou = panou fotovoltaic

Pi = putere activă instalată

c.c. = curent continuu

Pmax = putere activă maximă

- **servicii interne:** (indiferent de sursa și calea de alimentare)

Puterea instalată 200,000 kW

Puterea max absorbită 200,000 kW

- Invertoare

Nr.crt.	Nr Invertoare	Tipul Invertoare lor	Un invertor (ca) (kV)	Pi invertor (ca) (kW)	Capacitate de stocare* (Ah.)	Pmax invertor (ca) (kW)	Pmax centrala formata din module generatoare (kW)	Observatii
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	0076	SUN 2000-185 KTL-H1	0,800	175,00	0,00	185,00	14060,00	
<b>TOTAL</b>	76.000			175.00	0.00	185.00	14060.00	

\* Coloană completată numai dacă sistemul fotovoltaic are baterii de acumuloare/sisteme de stocare.

NOTĂ:

Un = tensiune nominală

Pi = putere activă instalată

Pmax = putere activă maximă

c.a. = curent alternativ;

## 1<sup>2</sup>. Instalație de stocare

**Tabelul 1**

Nr.crt.	Tip IS*	Pi IS (kW)	Pmax evac IS (kW)	Pmax abs IS (kW)	Capacitate max totală stocată de IS (Ah)	Obs
1	2	3	4	5	6	7
1	LIFEPO4	750,00	750,00	750,00	4545,00	

**Tabelul 2**

Nr.crt.	Nr. de elemente de stocare	Pi/element de stocare (kW)	Capacitatea max/element de stocare (Ah)	Qmax evac în reg de încărcare** (kVAr)	Qmax abs în reg de încărcare** (kVAr)	Qmax evac în reg de descărcare*** (kVAr)	Qmax abs în reg de descărcare*** (kVAr)	Obs
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	3	250,00	1515,00	0,00	0,00	0,00	0,00	

NOTĂ:

IS = instalație de stocare;

Pi IS = putere activă instalată totală a instalației de stocare (valoarea maximă între puterea momentană de încărcare și de descărcare);

Pi/element de stocare = putere activă instalată pe element de stocare;

Pmax evac IS = putere activă maximă evacuată în rețea;

Pmax abs IS = putere activă maximă absorbită din rețea;

Capacitate max/element de stocare = capacitatea maximă pe element de stocare;

Capacitate max totală stocată de IS = capacitatea maximă totală stocată de instalația de stocare;

Qmax evac/abs în reg de încărcare = puterea reactivă evacuată/absorbită în regim de încărcare;

Qmax evac/abs în reg de descărcare = puterea reactivă evacuată/absorbită în regim de descărcare;

\* Instalație de stocare de tip electric (baterie Li-Ion), termic, cinetic;

\*\* Regim de încărcare = regim de absorbție de putere activă din rețea;

\*\*\* Regim de descărcare = regim de evacuare de putere activă în rețea.”

## 2. Puterea aprobată:

		Situția existentă în momentul emiterii avizului*	Evoluția puterii aprobate**				
			Etapa I, valabilă de la data	Etapa a II-a, valabilă de la data	Etapa a III-a, valabilă de la data	Etapa a IV-a, valabilă de la data	Etapa finală, valabilă de la data 20.01.2024
Puterea maximă ce poate fi absorbită***	kVA	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	222,222
	kW	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	200,000
Putere maximă simultană ce poate fi evacuată	kVA	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	14610,000
	kW	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	14610,000
Puterea maximă simultană ce poate fi evacuată fără realizarea lucrărilor de întărire****	kVA	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	948,000
	kW	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	948,000

\* În situația unui loc de producere/loc de consum și de producere existent se completează puterea aprobată prin certificatul de racordare sau prin avizul tehnic de racordare, în situația în care locul de producere/locul de consum și de producere a fost pus sub tensiune înainte de intrarea în vigoare a Regulamentului și încă nu a fost emis certificat de racordare.

\*\* Sunt cuprinse datele privind evoluția puterii aprobate de la punerea în funcțiune a obiectivului pentru un loc de producere/loc de consum și de producere nou, respectiv din momentul modificării puterii aprobate pentru un loc de producere/loc de consum și de producere existent. În situația unui loc de producere/loc de consum și de producere care se dezvoltă într-o singură etapă se completează numai coloana corespunzătoare etapei finale.

\*\*\* Pentru un loc de producere se completează numai în situația în care serviciile interne sunt alimentate prin aceeași instalație de racordare prin care se evacuează energia electrică produsă; pentru un loc de consum și de producere racordat prin aceeași instalație de racordare (prin care se evacuează și se absoarbe energie electrică), se completează puterea totală aprobată pentru consum (pentru alimentarea serviciilor interne ale centralei și a receptoarelor de la locul de consum).

\*\*\*\* Se completează numai în cazul în care soluția de racordare cuprinde lucrări de întărire.

## 3. Descrierea succintă a soluției de racordare stabilită prin fisa de soluție nr. 6200053983 corelată cu evoluția puterii aprobate

- Punctul de racordare este stabilit la nivelul de tensiune 0/20000/0 V, la \_\_\_\_\_ /Parc 1 la stalpul 66A în axul LEA 20kV Zorlesti; Parc 2 la stalpul 97 în axul LEA 20kV Colibasi; Parc3 la stalpul 55, LEA 20kV Albeni/ \_\_\_\_\_ (capacitățile energetice deținute de operatorul de rețea la care se realizează racordarea)
- Instalația de racordare existentă în momentul emiterii avizului și care se menține (pentru situația unui utilizator existent, dacă instalațiile corespund puterii aprobate prin prezentul ATR): \_\_\_\_\_
- Lucrări pentru realizarea instalației de racordare:

Lucrări finanțate din tarif de racordare : În axul LEA 20kV Zorlesti se proiectează stalpul 66A, de tip SC 15014, nou proiectat. Stalpul 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 stalpul SE1 nr. 97 cu stalp 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 stalpul SE1 nr. 55 cu stalp 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 stalpul 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. Stalpul 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. Carbușesti 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 beneficiar: PARC 1: Racordul LEA

20kV se realizeaza cu conductoare de tip ACSR 95-Al 1/14-ST1A, in l=30m. de stalpul SC15014 nr. 66A din axul LEA 20kV Zorlesti, stalpul SC15014 nr. 1 pr. se realizeaza trecerea LEA 20kV in LES 20kV cu cabluri 20kV de tip A2XS(F)2Y 3x1x185/25mmp. Pe terenul aferent CEF Cojani 2 pr, la circa 50m de stalpul SC 15014 nr. 1 pr. se amplaseaza un punct de conexiuni (PC 1) 20kV integrat in SCADA DEO S.A. In interiorul CEF Cojani 2 – Parc 1 se vor amplasa in bucla 4 posturi de transformare in avelopa de beton PTAB 20/0,4kV, 1250kVA (PTAB 1...PTAB 4), Racordarea PTAB se realizeaza in PC1 20kV in bucla LES 20kV deschisa intre PTAB 2 si PTAB 3, cu cabluri de tip A2XS(F)2Y 3x1x185/25mmp, in l= 2,1km. Intre PC1 20kV si stalpul SC 15014 nr. 1 se va realiza LES 20kV cu cabluri de tip A2XS(F) 2Y 3x1x185/25mmp in l=50m traseu; PARC 2: . Racordul LEA 20kV se realizeaza cu conductoare de tip ACSR 95-Al 1/14-ST1A, in l=30m de la stalpul SC15014 nr. 97 din axul LEA 20kV Colibasi, in afara zonei de protectie a LEA 20kV Zorlesti si LEA 20kV Colibasi, Pe stalpul SC15014 nr. 1 se realizeaza trecerea LEA 20kV in LES 20kV, cabluri 20kV de tip A2XS(F)2Y 3x1x185/25mmp. pe terenul aferent CEF Cojani 2, la circa 50m de stalpul SC 15014 nr. 1 se amplaseaza un punct de conexiuni (PC 2) 20kV integrat in SCADA DEO S.A. In interiorul CEF Cojani 2 – Parc 2 se vor amplasa in bucla 4 posturi de transformare in avelopa de beton PTAB 20/0,4kV, 1250kVA (PTAB 5...PTAB 8). Racordarea PTAB se realizeaza in PC2 20kV, in bucla LES 20kV deschisa intre PTAB 6 si PTAB 7, cu cabluri de tip A2XS(F)2Y 3x1x185/25mmp, in l=1,35km. Pentru alimentare Unitatii de Stocare S1, se amplaseaza PTAB 20/0,4kV, 1600kVA. PTAB. PTAB S1 se va racorda la PC2 proiectat cu cabluri de tip A2XS(F)2Y 3x1x185/25mmp, in lungime de circa 0,33km. Intre PC2 20kV si stalpul SC 15014 nr. 1 se va realiza LES 20kV cu cabluri de tip A2XS(F)2Y 3x1x185/25mmp in l= 50m. 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 Racordul se realizeaza LEA 20kV cu conductoare de tip ACSR 95-Al 1/14-ST1A, in l=20m. Pe stalpul SC15014 nr. 1 pr.se realizeaza trecerea LEA 20kV in LES 20kV, cabluri 20kV de tip A2XS(F)2Y 3x1x185/25mmp in l=0,9km Pe terenul aferent CEF Cojani 2 pr. se amplaseaza un punct de conexiuni (PC 3) 20kV pr., integrat in SCADA DEO S.A. In interiorul CEF Cojani 2 – Parc 3 se vor amplasa in bucla 4 posturi de transformare in avelopa de beton PTAB 20/0,4kV, 1250kVA (PTAB 9...PTAB 12), 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, circa l= 2,32km. Pentru alimentare Unitatii de Stocare S2, se amplaseaza PTAB 20/0,4kV, 1600kVA PTAB S1 se va racorda la PC3 pr. cu cabluri de tip A2XS(F)2Y 3x1x185/25mmp, in lungime circa 0,15km. Intre PC3 20kV pr. si stalpul SC 15014 nr. 1 pr. se va realiza LES 20kV cu cabluri de tip A2XS(F)2Y 3x1x185/25mmp in lungime de circa 0,9km. 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. Punctele de Conexiune si PTAB-urilor CEF din Parc 1, Parc 2, Parc 3 vor fi echipate si se vor realiza conform studiului de solutie nr.3/2021 rev1.

d) Lucrări ce trebuie efectuate pentru întărirea rețelei electrice existente deținute de operatorul de rețea, în amonte de punctul de racordare, pentru crearea condițiilor tehnice necesare racordării utilizatorului, defalcate conform următoarelor categorii:

- (i) lucrări de întărire determinate de necesitatea asigurării condițiilor tehnice în vederea evacuării puterii aprobate exclusiv pentru locul de consum în cauză Lucrari finantate din fonduri de intarire retea: Datorita depasirii puterii de evacuare a transformatorilor 25MVA in statia 110/20kV Tg. Carbunesti, 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. Carbunesti; -Demontare transformator T2 110/20kV, 25MVA (1buc.), din statia Tg. Carbunesti, 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 Carbunesti, in locul T1 110/20kV, 25MVA; -Demontare transformator T1 110/20kV, 25MVA (1buc.), din statia Tg. Carbunesti, 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 Carbunesti; -Amenajare gropi de retentie si turnare grinzi cale rulare aferente noilor gabarite al trafo de 40 MVA - T1 40MVA, T2 - 40MVA in statia Tg. Carbunesti, 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. Valoarea estimata a lucrarilor de intarire retea este de 3364992,83 lei cu TVA din care C+M 1668904,43 lei cu TVA. Termenul estimat pentru realizarea lucrarilor este 24 luni.;

- (ii) lucrări de întărire pentru crearea condițiilor tehnice necesare racordării mai multor locuri de consum / de consum și de producere \_\_\_\_\_;
- e) Punctul de măsurare este stabilit la nivelul de tensiune: 0/20000/0 V, la/ în/ pe: \_\_\_\_\_/celula de masura 20kV PC 1; celula de masura 20kV PC2; celula de masura 20kV PC3/ \_\_\_\_\_
- f) Măsurarea energiei electrice se realizează prin :  
 contor compatibil Converge, in montaj indirect, utilizand reductori de curent 2x150/5/5A, clasa 0,2 si reductori de tensiune 20/√3/0,1/√3/0,1/√3kV, clasa 0,2S din celula de masura, in compartiment separat securizabil in PC 1 20kV;contor compatibil Converge, in montaj indirect, reductori de curent 2x200/5/5A, clasa 0,2 si reductori de tensiune 20/√3/0,1/√3/0,1/√3kV, clasa 0,2S din celula de masura, in compartiment separat securizabil in PC 2 20kV;contor compatibil Converge, in montaj indirect, utilizand reductori de curent 2x200/5/5A, clasa 0,2 si reductori de tensiune 20/√3/0,1/√3/0,1/√3kV, clasa 0,2S din celula de masura, in compartiment separat securizabil in PC 3 20kV;" Pentru transformatoarele de masura de curent si de tensiune se vor prezenta buletine de verificare si aprobare de model in conformitate cu legislatia BRML sau echivalente insotite de aprobarea BRML, in conformitate cu prevederile OG 20/1992 privind activitatea de metrologie aprobata cu modificari prin Legea nr.11/1994, cu modificarile si completarile ulterioare, si vor respecta cerintele Caietului de Sarcini aprobat DEO." Se modifica masurarea energiei electrice pentru consumatorii OMV Petrom aferenti LEA 20kV Colibasi, din celula LEA 20kV a statiei Tg. Carbonești in grupul 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, montat pe stalpul SE8 nr. 105. TC si TT vor fi corespunzatoare categoriei A a punctului de masura, conform prevederilor Ordinului ANRE 103/2015.Se modifica masurarea energiei electrice pentru consumatorii OMV Petrom aferenti LEA 20kV Colibasi, din celula LEA 20kV a statiei Tg. Carbonești in grupul 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, montat pe stalpul SE8 nr. 105. (structura grupului de măsurare a energiei electrice, tipul contorului, integrarea în sistemul de comunicație, cerințele tehnice minime pentru echipamentele de măsurare, inclusiv pentru transformatoarele de masurare).
- g) Punctul de delimitare a instalațiilor este stabilit la nivelul de tensiune: 0/20000/0 V, la: \_\_\_\_\_/clemele de legatura ale stalpul nr.66A LEA 20kV Zorlești Parc 1; la stalpul LEA 20kV Colibasi Parc2; la stalpul nr. 55 LEA 20kV Albeni,Parc3/ \_\_\_\_\_ (elementul fizic unde se face delimitarea):  
 PARC 1 Delimitarea instalațiilor proiectate se realizeaza la 20kV, la stalpul SC 15014 nr. 66A proiectat in axul LEA 20kV Zorlești, la clemele de legatura ale racordului LEA 20kV CEF Cojani 2 - Parc 1 proiectat. PARC 2 Delimitarea instalațiilor proiectate se realizeaza la 20kV, la stalpul SC 15014 nr. 97 proiectat in axul LEA 20kV Colibasi, la clemele de legatura ale racordului LEA 20kV CEF Cojani 2 - Parc 2 proiectat. PARC 3 Delimitarea instalațiilor proiectate se realizeaza la 20kV, la stalpul SC 15014 nr. 55 proiectat in axul LEA 20kV Albeni, la clemele de legatura ale racordului LEA 20kV CEF Cojani 2 - Parc 3 proiectat.
- g<sup>1</sup>) punctul de interfață (punctul de racordare a instalațiilor de producere a energiei electrice la instalația de utilizare a locului de producere/locului de consum și de producere) este stabilit la nivelul de tensiune 0/ 20000/ 0 V, la/în/pe / Punctele de conexiune proiectate in PC 1 PARC 1, PC2 PARC 2. PC 3 Parc 3./
- h) punctul comun de cuplare este stabilit la nivelul de tensiune 20000 V, la/în/pe PC 20KV AFERENT PARC 1; PC 20KV AFERENT PARC 2; PC 20KV AFERENT PARC 3.

**4. (1) Cerințe pentru protecțiile și automatizările (limitare de putere automată de sistem, scheme speciale de protecție) la:**

- a) punctul de racordare Instalațiile de protecție si de automatizare ale utilizatorului vor fi corelate, prin grija acestuia, prin conventia de exploatare, cu cele ale Sistemului Electroenergetic.;
- b) punctul de delimitare al instalațiilor Instalațiile de protecție ale utilizatorului, in punctele de delimitare a instalațiilor, trebuie sa indeplineasca cerintele normelor tehnice în vigoare.;
- c) punctul de interfața din rețeaua utilizatorului Echipamentul trebuie să aibă interfete seriale pentru conectare la PC (laptop) si pentru un sistem de conducere centralizata de tip SCADA: port frontal RS232 (300-115.200 Bauds) - protocoale MODBUS RTU si DNP 3.0 -1 port LAN Ethernet 100 BaseFX cu conectori ST si 1 port LAN Ethernet 10/100 - Base TX cu conector RJ45 - protocol IEC 61850. Se vor respecta toate prevederile tehnice din SS nr.3/2021. Instalațiile de protecție ale utilizatorului, in punctul/punctele de interfata a instalațiilor, trebuie sa indeplineasca cerințele normelor tehnice in vigoare..

**(2) Alte cerințe, nominalizate** (precizate numai dacă sunt aplicabile):

**a)** de monitorizare și reglaj: CEF va asigura cel puțin urmatorul schimb de semnale: P, Q, U, f si marimile de consemn pentru P, Q si U, semnalele de stare si comenzile: pozitie intreruptor. Masura energiei electrice se face prin transmiterea datelor la distanta, prin sistemul de telegestiune converge. CEF va fi monitorizata din punct de vedere al calitatii energiei electrice in PCC pe durata testelor. CEF racordate la rețeaua electrica de transport/distributie vor asigura monitorizarea permanenta a calitatii energiei electrice prin integrarea in sistemul de monitorizare al calitatii energiei electrice al OTS/OD. Se vor respecta cerintele prevazute la pct nr.5, MONITORIZARE SI MASURA, pct nr.6 MONITORIZAREA CALITATII ENERGIEI ELECTRICE ,pct. nr.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 de la paginile 236-240 din SS nr.3/2021.

**b)** interfețele sistemelor de monitorizare, comandă și achiziție de date, măsurare a energiei electrice, telecomunicații: Modulul generator de categorie C se integrează în sistemul DMS- SCADA al ORR asigurand cel puțin schimbul de semnale: putere activă, putere reactivă, tensiunea si frecventa în punctul de racordare/delimitare, după caz, consemne pentru puterea activă si puterea reactivă, semnale de stare și comenzi pentru pozitia întreruptorului si pentru pozitia separatoarelor. Gestionarul modulului 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. Gestionarul instalațiilor va reveni cu un proiect tehnic detaliat care sa descrie/asigure caile /echipamentele de comunicatii pentru transmiterea informatiilor de tip voce/date/SCADA catre OD si respectiv catre OTS, care vor fi utilizate pentru transmiterea datelor DMS-EMS-SCADA ce vor fi agreate a fi transmise catre Dispercerul de Distributie si/sau după caz Dispercerul Teritorial Craiova pentru a fi ulterior posibilă operarea în siguranța a rețelei de distribuție/transport si a pieței de energie. Soluțiile tehnice vor fi precizate în proiecte tehnice dedicate fiecare instalații în parte si vor fi supuse cel puțin analizei si aprobării CTE/CTES a OD/OTS.;

**c)** pentru principalele echipamente de măsurare, protecție, control și automatizare din instalațiile utilizatorului, inclusiv din circuitele de curent alternativ aferente instalațiilor de producere a energiei electrice: Instalațiile el. ale utilizatorului, inclusiv sist. de protecție si automatizare, vor fi adecvate si coordonate în permanenta cu caracteristicile rețelelor electrice ale OD/OTS.;

**d)** viteza de variație a frecvenței și intervalul de timp în care unitatea generatoare are capacitatea de a rămâne conectată la rețea "Invertoarele CEF trebuie sa fie capabile: sa ramana conectate la rețeaua electrica si sa functioneze continuu, fara limita de timp, în domeniul de frecventa (47,5-52)Hz, si atunci când se produc variații de frecventa având viteza de până la 1Hz/secunda, si sa functioneze continuu la o tensiune în punctul comun de cuplare în domeniul (0,90-1,1)Un. Centrala formata din module generatoare trebuie sa ramâna conectata la rețea și sa functioneze 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, și de inerția disponibilă la nivelul zonei sincrone.";

**e)** pentru instalațiile de stocare Prin functionarea CEF Cojani 2 proiectata si a instalațiilor 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 protețiilor în punctele de conexiuni 20kV proiectate si în celulele 20kV de racord si masura 10k, 24k din statia 110/20kV Tg. Carbonești proiectate..

**(3)** Condiții specifice pentru racordare: Utilizatorul va încheia Convenție de exploatare cu Distribuție Energie Oltenia SA. Se va executa PTE pentru instalația de racordare si utilizare de firme atestate de Autoritatea Nationala de Reglementare în Domeniul Energiei, care va fi avizat în comisia CTE a Distribuție Energie Oltenia SA. Utilizatorul va depune dosarul instalației de utilizare însoțit de buletinele de verificare PRAM si procesul verbal de recepție. Transmiterea datelor pentru echipamentele de masura se va realiza prin echipamente integrat în sistemul de telegestiune al Distribuție Energie Oltenia S.A. Releele de protecție montate în PC 20kV proiectate si celulele 20kV proiectate în statia Tg. Carbonești vor fi prevazute cu posibilitatea de transmitere a datelor Utilizatorul asigura schimbul de date între OTS, OD si gestionarul CEF, cerințe de Monitorizare si Reglaj, Interfata noii surse cu sistemul SCADA si de Telecomunicații cu respectare ordinelor emise presedintele Autorității Nationale de Reglementare în Domeniul Energiei 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 si centrale formate din module generatoare offshore (situate în larg); Ordinul nr.51/17.04.2019- privind aprobarea Procedurii de notificare pentru racordarea unităților generatoare si de verificare a conformității unităților generatoare cu cerințele tehnice privind racordarea unităților generatoare la rețelele electrice de interes public. Ordinul nr.233/16.12.2019 -privind aprobarea Metodologiei pentru schimbul de date între operatorul de transport si de sistem, operatorii de distribuție si utilizatorii de rețea semnificativi prevazute la Cap nr. 7 din SS nr.3/2021. În schemele de functionare a centralelor electrice de producere a energiei electrice trebuie utilizate tipul invertoarelor din Lista de invertoare afisata pe site-ul DEO/OTS, în cazul utilizării altor tipuri de invertoare, acestea trebuie validate de operatorul de distribuție/operatorul de transport. Se vor respecta în totalitate condițiile din avizul de amplasament. Este interzisă amplasarea de panouri fotovoltaice sub liniile electrice aeriene existente, inclusiv zona de protecție si siguranța a acestora. Detinatorul CEF este obligat sa asigure protejarea panourilor fotovoltaice, a invertoarelor componente ale CEF si a instalațiilor auxiliare contra pagubelor ce pot fi provocate de defecte în instalațiile proprii sau de impactul rețelei electrice asupra acestora la acționarea corectă a protețiilor de declansare a CEF ori la incidentele din rețea (scurtcircuite cu si fara punere la pamant, acționari ale protețiilor în rețea, supratensiuni tranzitorii e.t.c) cat si în cazul apariției unor condiții tehnice excepționale/anormale de functionare. Utilizatorul are obligația sa faca dovada obținerii autorizației de construire a obiectivului de la respectivul loc de producere sau loc de consum si de producere, până la data încheierii contractului de executie a instalației de racordare, dar nu mai mult de 12 luni de la data încheierii contractului de racordare si 18 luni de la data emiterii

avizului tehnic de racordare nr:150004489/21.01.2022 . CEF nu trebuie sa permita functionarea in regim insularizat inclusiv in situatia in care a fost dotata cu protectii care sa declanseze la aparitia unui asemenea regim.

**(4)** Probe/Teste necesare pentru verificarea performanțelor tehnice ale centralei electrice de la locul de producere/locul de consum și de producere din punctul de vedere al conformității tehnice cu cerințele normelor și codurilor tehnice: După recepția punerii în funcțiune a instalației de racordare și depunerea dosarului de utilizare pentru calitatea de producător, la solicitarea utilizatorului și prezentării acceptului de punere sub tensiune emis de DEN, DEO va pune sub tensiune instalațiile electrice ale utilizatorului (CEF), cu caracter provizoriu pentru perioada de probe. Utilizatorul să depună la ORR cu cel puțin în 3 luni înainte de data propusă pentru punerea sub tensiune, solicitarea pentru punerea sub tensiune pentru perioada de probe (în conformitate cu prevederile din Anexa 16 din Ord. ANRE nr. 51/2019) însoțită de DUG și să specifice termenul planificat pentru punerea în funcțiune; Pentru racordarea și realizarea perioadei de probe utilizatorul trebuie să încheie convenție de exploatare și un contract/e pentru transportul, distribuția sau furnizarea energiei electrice pe perioada determinată având ca anexă ATR, conform art.17(e) din Ordinul ANRE nr.63/2014, să depună documentația tehnică aferentă CEF și documentele care atestă realizarea lucrărilor premergătoare punerii sub tensiune și a solicitării pentru punerea sub tensiune pentru perioada de probe. În cazul în care centrala electrică nu respectă condițiile tehnice impuse prin ATR și normele tehnice în vigoare sau la dosarul de utilizare nu se prezintă certificatele/ buletinele solicitate de operator, DEO va considera ca centrala nu se încadrează în normele tehnice în vigoare, emise de autoritatea competentă și aceasta va fi deconectată de la RED, până la realizarea acestor condiții. Producătorul cu injecție de putere activă în rețea este monitorizat din punctul de vedere al calității energiei electrice în punctul de racordare/delimitare, după caz, pe durata testelor de punere sub tensiune. CEF va fi monitorizată permanent din punct de vedere al 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. După PIF este necesară efectuarea măsurătorilor pt. verificarea încadrării în limitele normate, pt. fenomenul de flicker și regim deformant. În cazul în care nu sunt respectate condițiile de calitate a en. electrice se impune luarea de măsuri locale pt. încadrarea indicatorilor de calitate în limitele normate. Pentru PIF se vor respecta cerințele tehnice obligatorii impuse de OTS/OD pentru CEF. Se vor respecta prev. Ord. ANRE nr 74/2013 cu modificările și completările ulterioare.

- 5.** Datele înregistrate care necesită verificarea în timpul funcționării: Pentru urmărirea continuității și calității energiei electrice, se va realiza monitorizarea acestora, 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 Ordin emis de președintele Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr.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 calității energiei electrice pe partea de MT se va monta în celulele de măsură un analizor de energie în punctele de conexiuni (PC1, PC2 și PC3) 20kV pr., respectiv în celulele de record și măsură 20kV pr. în distribuitorul 20kV al ST 110/20kV Tg. Carbușeni. Analizorul de energie va fi de tip Mavosys sau similar, conform politicii tehnice a Distribuție Energie Oltenia S.A. Se vor respecta cerințele Ordinului președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei 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”.
- 6.** Centralele, unitățile generatoare și/sau instalațiile de stocare și/sau sistemele HVDC, după caz, trebuie să respecte cerințele tehnice de proiectare, racordare și de funcționare prevăzute în reglementările tehnice în vigoare.
- 7. (1)** În conformitate cu prevederile Regulamentului, pentru realizarea racordării la rețeaua electrică, utilizatorul încheie contractul de racordare cu operatorul de rețea și achită acestuia tariful de racordare reglementat, conform clauzelor contractului de racordare.
- (2)** Pentru încheierea contractului de racordare, utilizatorul anexează cereri depuse la operatorul de rețea următoarele documente prevăzute de Regulament: În vederea încheierii contractului de racordare utilizatorul va depune la Distribuție Energie Oltenia SA documentele prevăzute la art. 36 alin. 1) din Ord. președintelui Autorității Naționale de reglementare în Domeniul Energiei nr. 59/2013 cu modificările și completările prevăzute în Ord. președintelui Autorității Naționale de reglementare în Domeniul Energiei nr. 160/2020. (numai documentele aplicabile situației respective).
- 8. (1)** Valoarea componentei tarifului de racordare corespunzătoare realizării instalației de racordare, stabilit conform reglementărilor în vigoare la data emiterii prezentului aviz tehnic de racordare și explicitată în fișa de calcul anexată, este **311375.96** lei, inclusiv TVA.



- (1<sup>1</sup>) Valoarea tarifului de racordare corespunzătoare verificării dosarului instalației de utilizare și punerii sub tensiune a acestei instalații, stabilită conform reglementărilor în vigoare la data emiterii prezentului aviz și explicitată în fișa de calcul anexată, este **8627.50** lei, inclusiv TVA.
- (1<sup>2</sup>) Valoarea costurilor de realizare a lucrărilor de întărire, stabilită conform reglementărilor în vigoare la data emiterii prezentului aviz și explicitată în fișa de calcul anexată, este **3364992.83** lei, inclusiv TVA.
- (2) Valoarea menționată pentru tariful de racordare se actualizează, la încheierea contractului de racordare, dacă tarifele aprobate de Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei, pe baza cărora a fost stabilit, au fost modificate prin ordin al președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei. Actualizarea în acest caz se face în condițiile stabilite prin ordinul de aprobare a noilor tarife.
- (3) Dacă tariful de racordare a fost stabilit integral sau parțial pe bază de deviz general, acesta se actualizează la încheierea contractului de racordare în funcție de prețurile echipamentelor și/sau ale materialelor în vigoare la data încheierii contractului de racordare.
9. (1) O dată cu tariful de racordare, utilizatorul va plăti operatorului de rețea sau primului utilizator, după caz, conform prevederilor Regulamentului și a contractului de racordare, suma de **0.00** lei, stabilită în fișa de calcul anexată, drept compensație bănească.
- (2) Utilizatorul va primi o compensație bănească, dacă la instalația de racordare prevăzută la punctul 3 vor fi racordați și alți utilizatori în condițiile și la termenele prevăzute în reglementările în vigoare.
- 10.(1) În situația prevăzută la art. 31 din Regulament, utilizatorul are obligația să constituie, în termen de maximum 3 luni de la data emiterii prezentului aviz tehnic de racordare, o garanție financiară în favoarea operatorului de rețea în valoare de **62275.19** lei, reprezentând 0.0 % din valoarea tarifului de racordare, cu următoarea/următoarele formă/forme: SCRISOARE DE GARANTIE BANCARA.
- (2) Situațiile în care garanția financiară menționată la alin. (1) poate fi executată de operatorul de rețea și situațiile în care aceasta încetează/se restituie utilizatorului se prevăd în contractul de racordare.
- (3) Suplimentar situațiilor prevăzute conform alin. (2), operatorul de rețea execută garanția financiară constituită de utilizator dacă utilizatorul nu solicită în scris operatorului de rețea încheierea contractului de racordare, cu anexarea documentației complete prevăzute la art. 36 din Regulament, în termenul de valabilitate al prezentului aviz tehnic de racordare.
- 11.(1) Termenul posibil de realizare de către operatorul de rețea a lucrărilor de întărire este 20.01.2024, pentru lucrările precizate la pct. 3 lit. d) subpct. (i), și , pentru lucrările precizate la pct. 3 lit. d) subpct. (ii).
- (2) Termenul și condițiile de realizare de către operatorul de rețea a lucrărilor de întărire precizate la pct. 3 lit. d) subpct. (i) se prevăd în contractul de racordare.
- (3) Necesitatea realizării lucrărilor de întărire precizate la pct. 3 lit. d) subpct. (ii) este influențată de apariția locurilor de producere/de consum și de producere care au fost luate în considerare în calculele pentru regimurile de funcționare ce au determinat lucrările de întărire respective.
- (4) Costurile pentru realizarea lucrărilor de întărire a rețelei electrice care nu pot fi finanțate de operatorul de rețea în perioada imediat următoare sunt în valoare de **3364992.83** lei, inclusiv TVA, pentru lucrările precizate la pct. 3 lit. d) subpct. (i), și **0.00** lei, inclusiv TVA, pentru lucrările precizate la pct. 3 lit. d) subpct. (ii) (se completează numai dacă este cazul).
- (5) În situația în care, din următoarele motive: Lucrările de întărirea rețelei nu sunt incluse în planul de investiții al operatorului de distribuție prin urmare operatorul de distribuție nu dispune de resurse financiare de realizare a acestor lucrări., operatorul de rețea nu are posibilitatea realizării lucrărilor de întărire până la data solicitată pentru punerea sub tensiune a instalației de utilizare, utilizatorul poate opta pentru una dintre următoarele variante:
- a) renunțarea la realizarea obiectivului pe amplasamentul respectiv;
  - b) amânarea realizării obiectivului pe amplasamentul respectiv, până la finalizarea lucrărilor de întărire de către operatorul de rețea; în acest caz, utilizatorul și operatorul de rețea încheie contractul de racordare cu obligația operatorului de rețea de a realiza lucrările de întărire la termenul precizat la alin. (1);
  - c) dezvoltarea în etape a obiectivului cu încadrarea în limita de putere aprobată fără realizarea lucrărilor de întărire, precizată în tabelul de la pct. 2;
  - d) achitarea costurilor care revin operatorului de rețea pentru lucrările de întărire a rețelei în amonte de punctul de racordare, în cazul în care motivul întârzierii se datorează faptului că respectivele costuri nu sunt prevăzute în programul de investiții al operatorului de rețea. În condițiile în care utilizatorul optează pentru achitarea acestor costuri, respectivele cheltuieli i se returnează de către operatorul de rețea printr-o modalitate convenită între părți, ce urmează a fi prevăzută în contractul de racordare, cu excepția cazului în care utilizatorul suportă costurile integral, prin tarif de racordare conform prevederilor pct. 12 alin. (4).
- (6) Costurile lucrărilor de modificare pentru îndeplinirea condițiilor de coexistență prevăzute de norme și/sau a lucrărilor de deviere a instalațiilor electrice existente ale Operatorului, sunt de **0.00** lei  
Costurile pentru realizarea capacităților energetice noi rezultate din lucrările de modificare pentru îndeplinirea condițiilor de coexistență prevăzute de norme, ori ca urmare a lucrărilor de deviere a instalațiilor electrice existente ale operatorului de rețea sunt în valoare de **0.00** lei. Acestea se restituie Utilizatorului conform reglementărilor în vigoare, modalitatea de restituire stabilindu-se în contractul de racordare.

- 12.(1)** Pentru proiectarea și executarea lucrărilor din categoria prevăzută la pct. 3 lit. c), operatorul de rețea încheie un contract de achiziție publică pentru proiectarea și/sau executarea de lucrări cu un operator economic atestat de autoritatea competentă, respectând procedurile de atribuire a contractului de achiziție publică.
- (2)** Prin derogare de la prevederile alin. (1), contractul pentru proiectarea și/sau executarea lucrărilor din categoria celor prevăzute la pct. 3 lit. c) se poate încheia prin una dintre următoarele modalități:
- a)** de către operatorul de rețea cu un anumit proiectant și/sau constructor atestat, ales de către utilizator, în condițiile în care utilizatorul cere în scris, explicit, acest lucru operatorului de rețea, înainte de încheierea contractului de racordare;
  - b)** de către utilizator cu un anumit proiectant și/sau constructor atestat, ales de către acesta, în condițiile în care utilizatorul a notificat în scris, explicit, acest lucru operatorului de rețea, înainte de încheierea contractului de racordare;
- (3)** Operatorul de rețea proiectează și execută lucrările prevăzute la pct. 3 lit. d) cu personal propriu sau atribuie contractul de achiziție publică pentru proiectare/executare de lucrări unui operator economic atestat, respectând procedurile de atribuire a contractului de achiziție publică.
- (4)** Prin derogare de la prevederile alin. (3), contractul pentru proiectarea și/sau executarea lucrărilor din categoria celor prevăzute la pct. 3 lit. d) (i) se poate încheia de către operatorul de rețea și cu un anumit proiectant și/sau constructor atestat, ales de către utilizator, în condițiile în care utilizatorul suportă integral, prin tarif de racordare, costul lucrărilor de întărire și solicită în scris, explicit, acest lucru operatorului de rețea, înainte de încheierea contractului de racordare.
- (5)** În situațiile prevăzute la alin. (2) și (4), tariful de racordare precizat la pct. 8 alin. (1) se recalculează conform prevederilor Regulamentului, corelat cu rezultatul negocierii dintre utilizator și proiectantul și/sau constructorul pe care acesta l-a ales. Operatorul nu are dreptul de a interveni în negocierea dintre utilizator și proiectantul și/sau constructorul pe care acesta l-a ales.
- (6)** Instalațiile rezultate în urma lucrărilor prevăzute la pct. 3 lit. c) finanțate de către utilizatori sunt în proprietatea acestora și sunt exploatate de către operatorul de rețea, în baza unei convenții-cadru inițiate de către operator, având ca obiect predarea în exploatare de către utilizator operatorului a instalației de racordare recepționate și puse în funcțiune. Instalațiile rezultate în urma lucrărilor prevăzute la pct. 3 lit. c) finanțate de către operatorii de rețea sunt în proprietatea acestora.
- 13.(1)** Lucrările pentru realizarea instalației de utilizare se execută pe cheltuiala utilizatorului de către o persoană autorizată sau un operator economic atestat potrivit legii pentru categoria respectivă de lucrări. Valoarea acestor lucrări nu este inclusă în tariful de racordare.
- (2)** Executantul instalației de utilizare, precum și utilizatorul vor respecta normele și reglementările în vigoare privind realizarea și exploatarea instalațiilor electrice.
- (3)** Utilizatorul va asigura, pe propria lui cheltuială, funcționarea instalațiilor sale în condiții de maximă securitate pentru a nu influența negativ și produce avarii în instalațiile operatorului de rețea.
- 14.** Utilizatorul, cu excepția prosumatorului care deține locuri de consum și de producere prevăzute cu instalații de producere a energiei electrice din surse regenerabile cu puterea instalată prevăzută la art. 14 alin. (6) din Legea nr. 220/2008 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie, republicată, cu modificările și completările ulterioare încheie convenția de exploatare prin care se precizează modul de realizare a conducerii operaționale prin dispecer, condițiile de exploatare și întreținere reciprocă a instalațiilor, reglajul protecțiilor, executarea manevrelor, intervențiile în caz de incidente.
- 15.(1)** Cerințele Standardelor de performanță pentru serviciile prestate de operatorul de distribuție și de operatorul de transport și de sistem, după caz, referitoare la asigurarea continuității serviciului și la calitatea tehnică a energiei electrice, reprezintă condiții minime pe care operatorul de rețea are obligația să le asigure utilizatorilor în punctele de delimitare. Durata maximă pentru restabilirea alimentării după întrerupere neplanificată este stabilită prin standardul de distribuție sau standardul de transport, după caz. Pentru nerespectarea termenelor prevăzute, după caz, de standardul de distribuție sau de standardul de transport, operatorii de rețea acordă utilizatorilor compensații, în condițiile prevăzute de standardul respectiv.
- (2)** În situația în care racordarea este realizată prin două sau mai multe instalații, în cazul întreruperii accidentale a uneia dintre ele, ca urmare a defectării unui element al acesteia, în condițiile existenței și funcționării corecte a instalației de automatizare, durata maximă pentru conectarea celei de-a doua instalații este cea corespunzătoare funcționării instalației de automatizare: #145# secunde.
- (3)** Informațiile privind monitorizarea continuității și calității comerciale a serviciului de distribuție sunt publicate și actualizate în fiecare an de către operatorul de rețea. Acestea sunt disponibile pentru consultare la adresa web [www.distributieoltenia.ro](http://www.distributieoltenia.ro)
- (4)** Prosumatorii care dețin instalații de producere a energiei electrice din surse regenerabile cu puterea instalată prevăzută la art. 14 alin. (6) din Legea nr. 220/2008 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie, republicată, cu modificările și completările ulterioare, asigură accesul operatorului de rețea în incinta/zona în care sunt amplasate instalațiile de producere pentru verificarea de către operator a calității tehnice a energiei electrice livrate în rețea, în aceleași condiții cu cele prevăzute în Procedură.
- 16.(1)** În cazul în care utilizatorul deține echipamente sau instalații la care întreruperea alimentării cu energie electrică poate conduce la efecte economice și/sau sociale deosebite (explozii, incendii, distrugerii de utilaje,

accidente cu victime umane, poluarea mediului etc.), acesta are obligația ca prin soluții proprii, tehnologice și/sau energetice, inclusiv prin sursă de intervenție, să asigure evitarea unor astfel de evenimente în cazurile în care se întrerupe furnizarea energiei electrice.

**(2)** În situația în care, din cauza specificului activităților desfășurate, întreruperea alimentării cu energie electrică îi poate provoca utilizatorului pagube materiale importante și acesta consideră că este necesară o siguranță în alimentare mai mare decât cea oferită de operatorul de rețea, prezentată la pct. 15, utilizatorul este responsabil pentru luarea măsurilor necesare evitării acestor pagube.

**17.(1)** În scopul asigurării unei funcționări selective a instalațiilor de protecție și automatizare din instalația proprie, utilizatorul asigură accesul operatorului de rețea pentru corelarea permanentă a reglajelor acestora cu cele ale instalațiilor din amonte.

**(2)** Echipamentul și aparatajul prin care instalația de utilizare se racordează la rețeaua electrică trebuie să corespundă normelor tehnice în vigoare în România, inclusiv Normativului pentru proiectarea, execuția și exploatarea instalațiilor electrice aferente clădirilor, indicativ I7-2011, aprobat prin Ordinul ministrului dezvoltării regionale și turismului nr. 2741/2011.

**18.(1)** Utilizatorul va lua măsurile necesare pentru limitarea la valoarea admisibilă, conform normelor în vigoare, a efectelor funcționării instalațiilor și receptoarelor speciale (cu șocuri, cu regimuri deformante, cu sarcini dezechilibrate, flicker etc.). Instalațiile noi se vor pune sub tensiune numai dacă perturbațiile instalațiilor și receptoarelor speciale se încadrează în limitele admise, prevăzute de normele în vigoare.

**(2)** Utilizatorul are obligația de a participa la reglajul tensiunii/puterii reactive, conform reglementărilor tehnice în vigoare. În vederea reducerii consumului/injecției de energie reactivă din/în rețeaua electrică, utilizatorul va lua măsuri pentru compensarea puterii reactive necesare instalațiilor și/sau echipamentelor de la locul de producere/locul de consum și de producere. Neîndeplinirea acestei condiții determină plata energiei electrice reactive tranzitate în punctul de delimitare, în conformitate cu prevederile reglementărilor în vigoare.

**(3)** În situația de excepție în care punctul de măsurare nu coincide cu punctul de delimitare, cantitatea de energie electrică înregistrată de contor este diferită de cea tranzacționată în punctul de delimitare. În acest caz se face corecția energiei electrice în conformitate cu reglementările în vigoare. Elementele de rețea cu pierderi, situate între punctul de măsurare și punctul de delimitare, sunt: PARC 1 : LEA 20kV se realizează cu conductoare de tip ACSR 95- Al 1/14-ST1A, în l=30m. LES cabluri 20kV de tip A2XS(F)2Y 3x1x185/25mm<sup>2</sup> în l=50m. PARC 2 : LEA ACSR 95-Al 1/14-ST1A, în l=30m și LES cabluri 20kV de tip A2XS(F)2Y 3x1x185/25mm<sup>2</sup> în l=50m. PARC 3: LEA 20 kV cu conductoare de tip ACSR 95-Al 1/14-ST1A, în l=20m LES cabluri 20kV de tip A2XS(F)2Y 3x1x185/25mm<sup>2</sup> în l= 0,9km..

**19.(1)** Prezentul aviz tehnic de racordare este valabil până la data emiterii certificatului de racordare pentru puterea aprobată pentru etapa finală, menționată la pct. 2, dacă nu intervine anterior una dintre situațiile prevăzute la alin. (2).

**(2)** Prezentul aviz tehnic de racordare își încetează valabilitatea în următoarele situații:

**a)** în termen de 3 luni de la emiterie, dacă utilizatorul nu face în acest timp dovada constituirii garanției financiare prevăzute la pct. 10;

**b)** în termen de 12 luni de la emiterie, dacă nu a fost încheiat contractul de racordare;

**c)** la rezilierea contractului de racordare căruia îi este anexat.

**d)** la expirarea perioadei de valabilitate a acordurilor/autorizațiilor sau a perioadei de valabilitate a aprobărilor legale în baza cărora a fost emis avizul tehnic de racordare;

**e)** în cazul în care documentele prevăzute la art. 14 alin. (1<sup>1</sup>) din Regulament se anulează printr-o hotărâre judecătorească definitivă, emisă în perioada de valabilitate a avizului tehnic de racordare;

**f)** la încetarea valabilității acordurilor/autorizațiilor și/sau a aprobărilor legale în baza cărora a fost emis avizul tehnic de racordare pentru orice temei, constatată prin hotărâre judecătorească definitivă.

**20.** Prezentul aviz tehnic de racordare poate fi contestat la operatorul de rețea în termen de 30 de zile de la data comunicării acestuia.

**21.** În cazul nerespectării prevederilor prezentului aviz tehnic de racordare, utilizatorului îi revine răspunderea pentru pagubele produse din acest motiv propriei unități, altor utilizatori ai rețelelor electrice sau operatorului de rețea.

**22.** Alte condiții generate de cerințe specifice ale utilizatorului: Prezentul ATR înlocuiește ATR nr.150004489/21.01.2022 și este valabil până la data de 21.01.2023. Prezentul ATR are la baza SS nr.3/2021rev.1 avizat cu AVIZ CTE nr.23125/2021 DEO și se vor respecta recomandările impuse de CTES al C.N.T.E.E. Transelectrica SA prin AVIZUL CTES nr.87/2021, cu varianta nr.1 acceptată de utilizator. Schema monofilară face parte din prezentul ATR. CEF trebuie să respecte integral cerințele Codului tehnic al rețelei electrice de transport, aprobat prin Ordinul Președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 20/2004/Codului tehnic al rețelelor electrice de distribuție, aprobat prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul energiei nr. 128/2008, și a prevederilor Ordinului nr. 30/2013 - privind aprobarea Normei Tehnice "Condiții tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru centralele electrice fotovoltaice". CEF trebuie să fie capabilă să producă pe durată nelimitată în PCC simultan putere activă și reactivă maximă corespunzătoare condițiilor meteo în conformitate cu diagrama P-Q echivalentă, în banda de frecvență 49.5-50,5Hz și în banda admisibilă a tensiunii. Toate invertoarele CEF trebuie să aibă capacitatea să rămână conectate la rețea și să funcționeze continuu, fără limită de timp, în domeniul de

frecventa 47,5-52Hz si sa ramana conectate la reseaua electrica atunci cand se produc variatii de frecventa avand viteza de pana la 1Hz/secunda. CEF si invertoarele componente trebuie sa ramana in functiune la aparitia golurilor si a variatiilor de tensiune, pe una sau pe toate fazele, in punctul de delimitare; pe durata golurilor de tensiune toate invertoarele componente ale CEF trebuie sa injecteze curentul electric reactiv maxim timp de min. 3s fara a depasi limitele de functionare ale CEF. "Puterea activa generata de CEF trebuie sa poata fi limitata la o valoare de consemn, marimea valorii de consemn a puterii active trebuie sa poata fi preluata automat de la distanta. CEF trebuie sa asigure reglajul puterii active in punctul comun de cuplare intr-o banda de +/-5% din puterea instalata a CEF fata de puterea de consemn." CEF trebuie sa fie dotata cu sisteme de protectie fiabile si sigure atat contra defectelor din reseaua proprie cat si contra defectelor din SEN. Automatizarea CEF in cazul intreruperii energiei electrice pe linia de racord, va reconecta furnizarea energiei electrice dupa 15 minute de la aparitia tensiunii pe aceasta. Utilizatorul va pune la dispozitia OR tipul protectiilor, modalitatea de racordare la circuitele de tensiune , curent electric si declansare, matricea de actionare a functiilor de protectie, stabilite prin proiect, la interfata CEF-SEN. "La valori ale tensiunii in PCC, situate in banda admisibila de tensiune, puterea reactiva produsa/absorbita de CEF aflat in functiune trebuie sa fie reglata contiuu corespunzator unui factor de putere in valoare absoluta de maxim 0,9 capacitiv si 0,9 inductiv. CEF trebuie sa poata realiza reglajul puterii reactive schimbate cu SEN in PCC. CEF trebuie sa asigure in punctul comun de cuplare schimbul de putere reactiva nula cu sistemul in cazul in care CEF nu produce putere activa." In regim normal de functionare al retelei, CEF nu trebuie sa produca in punctul comun de cuplare variatii rapide de tensiune mai mari de +/-4% din Un la medie si inalta tensiune si de +/- 5% din Un la joasa tensiune a retelei la care este racordata. "Invertoarele componente CEF vor fi insotite de certificate de tip conform normelor europene aplicabile, vor garanta respectarea cerintelor Ord. ANRE 30/2013 referitoare la comportamentul la variatiile de frecventa si tensiune, precum si la trecerea peste defect. CEF trebuie sa asigure in punctul comun de cuplare calitatea energiei electrice conform standardelor in vigoare indiferent de numarul invertoarelor, al instalatiilor auxiliare aflate in functiune si oricare ar fi puterea produsa. Incalcarea limitelor indicatorilor de calitate poate duce la deconectare." Inlocuirea transformatoarelor din Parc 1 - 20/0,4kV, 4x1250kVA; Parc 2 - 20/0,4kV, 4x1250kVA si S1 20/0,4kV 1x1600kVA; Parc 3 - 4x1250kVA si S2 20/0,4kV 1x1600kVA cu un alte transformatoare de putere mai mare sau mai mica ori cu alt raport de transformare se poate face numai cu acordul distribuitorului, dupa obtinerea unui nou Aviz tehnic de racordare, in caz contrar distribuitorul poate deconecta utilizatorul, cu un preaviz si cu anuntarea furnizorului. Se va tine cont de prevederile Ord. Autoritatii Nationale de Reglementare in Domeniul Energiei nr.239 /2019 -Norme tehnice privind delimitarea zonelor de protectie si de siguranta aferente capacitatilor energetice. Deoarece exista o singura instalatie de racordare pentru locul de consum si de productie, deconectarea acestui loc de consum si de productie din motive de nerespectare a legislatiei in vigoare privind calitatea de producator implica automat si pierderea calitatii de consumator si invers. Dupa realizarea conditiilor tehnice din prezentul ATR, depunerea de catre utilizator a: dosarului instalatiei de utilizare, certificatului de conformitate si a incheierii procesului verbal de receptie a punerii in functiune a capacitatilor de productie final, se va emite Certificat de racordare in vederea incheierii Contractului de furnizare/distributie a energiei electrice. / / / .

**Operator**

**DISTRIBUTIE ENERGIE OLTENIA S.A.**

PRESEDINTE AL DIRECTORATULUI  
EUGEN ION BUTOARCA

DIRECTOR DIRECTIE - MEMBRU DIRECTORAT  
DIRECTIA ADMINISTRATIV FINANCIARA  
ZOREL CRISTINEL TITA

DIRECTOR DIRECTIE  
DIRECTIA STRATEGIE SI DEZVOLTARE ACTIVE  
MIRON ALBA

MANAGER DEPARTAMENT  
DEPARTAMENTUL EXTINDERE RETELEI  
AURORA FLORENTINA RADUCANU

Tariful pentru emiterea ATR a fost achitat cu chitanța nr. \_\_\_\_\_ din \_\_\_\_\_ în valoare de 0.00 lei(fără TVA)

Nr descarcare in SAP \_\_\_\_\_ data descarcare \_\_\_\_\_ valoare achitata in SAP 0.00 lei

Tariful de racordare calculat/recalculat la data de \_\_\_\_\_ în valoare de \_\_\_\_\_ lei inclusiv TVA, a fost achitat cu documentul de plată chitanța nr. \_\_\_\_\_ sau nr. descarcare SAP \_\_\_\_\_

