

Client: MUNICIPIUL CRAIOVA
Localitatea: CRAIOVA
Strada: ALEXANDRU IOAN CUZA, nr. 7
Judet: Dolj, cod postal 200585

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: 0052020861
Nr. 060071096037 din 18.06.2025

AVIZ TEHNIC DE RACORDARE
PENTRU PRODUCĂTORI
Nr. 001500047083 din 18.06.2025

Ca urmare a cererii înregistrate cu nr 060071096037 din data 28.05.2025, având ca scop Racordare Loc de producere cu instalație de stocare, pentru locul de producere ce aparține utilizatorului MUNICIPIUL CRAIOVA/ _____, cu domiciliul/sediul în județul Dolj, municipiul/orașul/comuna CRAIOVA, satul _____, sectorul _____, codul poștal 200585, str. ALEXANDRU IOAN CUZA, nr. 7, bl. _____, sc. _____, et. _____, ap. _____, telefon/fax 0251416236/ _____, e-mail _____, și a analizării documentației anexate acesteia, depusă complet la data 17.06.2025,

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: INSTALAȚIE DE STOCARE SI CEF amplasat în județul Dolj, municipiul/orașul/ comuna CRAIOVA, satul _____, sectorul _____, cod poștal 200100, str. ALEEA 1 SIMNIC, nr. 65 A 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 inverter (c.c.) (kW)	Observatii
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	10880	BIFACIAL MONOCRISTALIN	0,570	6201,600	6201,60	1570,00	100,02	N
TOTAL	10880			6201,600	6201,60	1570,00	100,02	

* 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 10,000 kW

Puterea max absorbită 10,000 kW

- Invertoare

Nr.crt.	Nr invertoare	Tipul Invertoarelor	Un inverter (ca) (kV)	Pi inverter (ca) (kW)	Capacitate de stocare* (Ah.)	Pmax inverter (ca) (kW)	Pmax centrala formata din module generatoare (kW)	Observatii
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	0062	INVERTOR	0,400	101,95	1570,00	144,00	6320,90	
TOTAL	62.000			101.95	1570,00	144.00	6320.90	

* 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;

12. 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	LI-ION BATTERY	5300,00	5300,00	5300,00	1570,00	

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	5	1060,00	314,00	605,00	605,00	605,00	605,00	

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 18.09.2026
Puterea maxima ce poate fi absorbita***	kVA	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	5.888,888
	kW	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	5300,000
Putere maxima simultana ce poate fi evacuata	kVA	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	6741,744
	kW	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	6.067,56
Puterea maxima simultana ce poate fi evacuata fara realizarea lucrarilor de intarire****	kVA	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000
	kW	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000	0,000

* 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 stabilita prin studiul de solutie nr. 11824 avizat de comisia CTE a Distribuție Energie Oltenia S.A. cu documentul nr. 15988/17.06.2025 corelata cu evolutia puterii aprobate

- Punctul de racordare este stabilit la nivelul de tensiune 0/20000/0 V, la _____ /In celula de racord nou pr. in distribuitorul 20 kV al STATIEI 110/20 KV CRAIOVITA/ _____ (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):
Nu este cazul

c) Lucrari pentru realizarea instalației de racordare:

Lucrari executate pe fonduri beneficiar: Sistemul de productie al energiei electrice este format dintr-un numar de 10.880 panouri cu o putere de 0,570 kW fiecare, un numar de 62 invertore cu o putere de 101,95 kW fiecare
Sistemul de stocare a Energiei electrice in baterii Litiu-Ion va avea o putere de 5,3 MW si o capacitate de stocare de 21,2 MWh -Configurația sistemului include următoarele componente: - 5 x containere baterii TBFA - 25 x PCS-uri (Power Conversion System) de 215 kW / 690 V - 2 x transformatoare 3 MVA 0.69/20 kV - 2 x Power Station (1 trafo + RMU + echipamente auxiliare) - Sistem SCADA cu conectivitate Modbus, Ethernet, IEC 104

Pentru racordare, pe fonduri beneficiar se vor efectua urmatoarele lucrari: - LES racord 20 KV tip A2XS(FL)2Y 3X1X185mm² in lungime de 2150 m de la celula de linie de medie tensiune nou proiectata in Distribuitorul de 20 kV aferent Statiei 110/20 kV Craiova, pana la PTAB nr. 1 20 KV 2500 KVA 0,4/20 KV proiectat al CEF MUNICIPIUL CRAIOVA pe domeniul privat al solicitantului.(cablul folosit va fi cu intarziere la propagarea focului) - Se va monta Fibră Optică pozată in subteran pe traseu comun cu LES 20 KV (2150m), de la PTAB nr.1 pana in camera de telecomunicatii a Statiei 110/20 KV CRAIOVITA. In camera de Telecomunicatii aferenta Statiei 110/20 KV CRAIOVITA se va monta un terminal RTU. Conform Art. 116 pct. 3 din „Norma tehnică 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)”: 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,

F-PO-01-03-01#03#20_ATR pentru producatori fotovoltaici. ATR nr. 001500047083 / 18.06.2025

dintre care cel puțin una prin suport de fibră optică. 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. Montare PTAB nr.1 0,4/20 KV 2500 kVA pe proprietatea utilizatorului, echipat după cum urmează: 1 buc. Celula de medie tensiune, de linie, de interior, simplu sistem de bare, extensibilă, independentă, cu izolație în aer și echipamentul de comutație în SF6, 24 kV, 630A, 16kA(1s), echipată cu separator de sarcină, cu motor de acționare 48 Vcc și CLP, întreruptor în vid cu motor de acționare 48 Vcc și CLP, terminal numeric de comandă–control-protecție, bobine declansare, 3 buc. transformatoare de curent 200/5/5 A cls 0,2 s, indicator prezenta tensiune, rezistența anticondens; - 1 buc. Celula medie tensiune, de măsură, modulară, de interior, simplu sistem de bare, extensibilă, independentă, cu izolația barelor în aer, 3 buc. transformatoare de MT de măsură tensiune 20/v3/0,1/v3/0,1/v3 kV clasa 0,2 cu siguranțe fuzibile încorporate, descarcatori; cu BRML - 1 buc. Celula electrică de medie tensiune, de transformator, de interior, simplu sistem de bare, extensibilă, independentă, cu izolația barelor în aer și echipamentul de comutație în SF6, 24 kV, 630A, 16kA(1s), echipate cu separator de bare în SF6 cu motor de acționare 48 Vcc, întreruptor în vid cu motor de acționare 48 Vcc și CLP, terminal numeric de comandă – control-protecție, bobine declansare, indicatoare prezenta tensiune, 3 buc. transformatoare de curent 100/5/5 A, cu acționare manuală - 1 buc transformator ermetic în ulei 0,4/20 KV 2500 kVA ; - Tablou distribuție de joasă tensiune – 1 buc - RTU pentru comunicație, UPS - 1 buc. Celula electrică de medie tensiune, de transformator (servicii interne), simplu sistem de bare, extensibilă, independentă, cu izolație în aer și echipamentul de comutație în SF6, 24 kV, 630A, 16kA(1s), echipată cu separator de sarcină, cu motor de acționare 48 Vcc și CLP, trafo servicii 63 kVA 20/0.4 KV cu siguranțe fuzibile, indicator prezenta tensiune, rezistența anticondens; - 3 buc. Celula electrică de racord, de interior, simplu sistem de bare, extensibilă, independentă, cu izolația barelor în aer și echipamentul de comutație în SF6 si vid , 24kV, 630A, 16kA(1s), echipate cu separator de bare în SF6 cu motor de acționare 48 Vcc, întreruptor în vid cu motor de acționare 48 Vcc și CLP, terminal numeric de comandă – control-protecție, bobine declansare, indicatoare prezenta tensiune, 3 buc. transformatoare de curent 200/5/5 A, cu acționare manuală - echipament de interfata RTU pentru integrare în sistemul SCADA al operatorului de distribuție; - switch pentru legătura între RTU și terminalul numeric din fiecare celulă; - grupul de măsură va avea sursa de alimentare suplimentară 100 Vcc, care va avea autonomie de funcționare în lipsa tensiunii cel puțin 24 de ore. - analizor de calitate energiei pentru analiza calității energiei în punctul de racord al centralei fotovoltaice. Din PTAB 0,4/20 KV nr. 1 se va monta LES tip A2XS(F)2Y 3X1X185mm în lungime de 10 m până în PTAB nr.2 0,4/20 KV 2500 kVA . Postul de transformare PTAB 0,4 / 20 KV nr. 2 va fi echipat astfel: - 2 buc. Celula de medie tensiune, de linie, de interior, simplu sistem de bare, extensibilă, independentă, cu izolație în aer și echipamentul de comutație în SF6, 24 kV, 630A, 16kA(1s), echipată cu separator de sarcină, cu motor de acționare 48 Vcc și CLP, indicator prezenta tensiune, rezistența anticondens, cu acționare manuală; - 1 buc. Celula electrică de medie tensiune, de transformator, de interior, simplu sistem de bare, extensibilă, independentă, cu izolația barelor în aer și echipamentul de comutație în SF6 si vid , 24kV, 630A, 16kA(1s), echipate cu separator de bare în SF6 cu motor de acționare 48 Vcc, întreruptor în vid cu motor de acționare 48 Vcc și CLP, terminal numeric de comandă – control-protecție, bobine declansare, indicatoare prezenta tensiune, 3 buc. transformatoare de curent 100/5/5 A, cu acționare manuală - 1 buc transformator ermetic în ulei 0,4/20 KV 2500 kVA ; - Tablou distribuție de joasă tensiune – 1 buc - RTU pentru comunicație, UPS Din PTAB 0,4 / 20 KV nr. 2 se va monta LES tip A2XS(F)2Y 3X1X185 mm în lungime de 10 m până în PTAB nr. 3 0,4/20 KV 2500 kVA . Postul de transformare PTAB 0,4 / 20 KV nr. 3 va fi echipat astfel: - 1 buc. Celula de medie tensiune, de linie, de interior, simplu sistem de bare, extensibilă, independentă, cu izolație în aer și echipamentul de comutație în SF6, 24 kV, 630A, 16kA(1s), echipată cu separator de sarcină, cu motor de acționare 48 Vcc și CLP, indicator prezenta tensiune, rezistența anticondens, cu acționare manuală; - 1 buc. Celula electrică de medie tensiune, de transformator, de interior, simplu sistem de bare, extensibilă, independentă, cu izolația barelor în aer și echipamentul de comutație în SF6 si vid , 24kV, 630A, 16kA(1s), echipate cu separator de bare în SF6 cu motor de acționare 48 Vcc, întreruptor în vid cu motor de acționare 48 Vcc și CLP, terminal numeric de comandă – control-protecție, bobine declansare, indicatoare prezenta tensiune, 3 buc. transformatoare de curent 100/5/5 A, cu acționare manuală - 1 buc transformator ermetic în ulei 0,4/20 KV 2500 kVA ; - Tablou distribuție de joasă tensiune – 1 buc a- RTU pentru comunicație, UPS Din PTAB 0,4/20 KV nr. 1 se va monta LES tip A2XS(F)2Y 3X1X185mm în lungime de 10 m până în Power Station nr.1 0,69/20 KV 3000 kVA Power Station nr. 1 va și echipat cu 15 PCS și un transformator 0,69/20 KV 3000 kVA. Din PTAB 0,4/20 KV nr. 1 se va monta LES tip A2XS(F)2Y 3X1X185mm în lungime de 20 m până în Power Station nr.2 0,69/20 KV 3000 kVA Power Station nr.2 va și echipat cu 15 PCS și un transformator 0,69/20 KV 3000 kVA.

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 A.LUCRARI DE INTARIRE RETEA Lucrari de intarire specifice retea DEO la criteriul N: Montarea în stația de 110/20kV Craiova a unei celule de linie de 20kV, 630A, 25kA similară cu celele existente, celula cu sistem simplu de bare, izolație în aer echipată cu : ▪ întrerupător cu comutație în vid 24kV/630A/25kA în montaj debroșabil ; ▪ 3 transformatoare de măsură și protecție de curent tip suport, cu raport de transformare 2x100/5/5/5A, clasa 0,2s/0,2s/5p ; ▪ 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

F-PO-01-03-01#03#20_ATR pentru producători fotovoltaici. ATR nr. 001500047083 / 18.06.2025

senzori optici; ▪ analizor de energie electrica pentru monitorizarea calitatii energiei electrice. Acesta va fi compatibil cu sistemul calitatii DEO si acest fapt se va constitui ca proba la PIF. ▪ loc montare contor electric trifazat integrabil Converge, dublu sens; ▪ sistem anticondens (rezistenta si termostat) si control umiditate; -reconfigurare bucle c.c. si .c.a -reconfigurare bucle de semnalizari si protectii, -reconfigurarea bucle de declansare trape esapare; -reconfigurarea sistemului de comanda control -automatica locala de deconectare a Parcului Fotovoltaic; -montarea unui contor electric compatibil Converge in noua celula de 20kV: -echipamente SCADA si comunicatii, integrare in SCADA dispecer ; -parametrizare protectii, implementare dispozitii reglaje protectii si testare releu numeric (protectii) ; -probe, verificari si incercari FAT/SAT/PIF. -inlocuire 6 transformatoare de masura de tensiune din celulele de masura de pe ambele sectii de bara 20/1.73/0,1/1.73/0,1/3kV, clasa 0,2 -ce se vor monta pe masurile statiei Valoarea toala a lucrarilor de intariri retele electrice specifice este de: 542.577,63 lei fara TVA. Termen estimat de realizare lucrari intarire retea specifica este de 36 luni de la data achitarii tarifului de racordare de catre utilizator. Puterea maxim simultan ce poate fi evacuata fara realizarea lucrarilor de intarire retea specifice prezentate in acest capitol este de: 0MW.;

- (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: -----/in distribuitorul 20 kV al Statiei 110/20 KV CRAIOVITA./ -----
- f) Măsurarea energiei electrice se realizează prin :
Contor trifazat electronic de energie electrica in montaj indirect compatibil Converge cls. 0.2s, 3 transformatoare de masura de curent de 2 x 100/5/5/5A 3 buc cls.0.2S/0,2/5P, si 3 transformatoare de masura de tensiune de 20/1.73/0.1/1.73/0.1/1.73 KV cls 0,2/10P. 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. Contorul de masurare a energiei electrice este proprietatea Distributie Energie Oltenia S.A. (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: -----/In celula de racord nou pr. in distribuitorul 20 kV al STATIEI 110/20 KV CRAIOVITA, la clemele de legatura ale conductorului LES 20 kV plecara spre CEF MUNICIPIUL CRAIOVA/ ----- (elementul fizic unde se face delimitarea):
In celula de racord nou proiectata in distribuitorul 20 kV al STATIEI 110/20 KV CRAIOVITA, la clemele de legatura ale conductorului LES 20 kV plecara spre CEF MUNICIPIUL CRAIOVA
- g¹) 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/in/pe / in distribuitorul 20 kV al Statiei 110/20 KV CRAIOVITA./
- h) punctul comun de cuplare este stabilit la nivelul de tensiune 20000 V, la/in/pe IN CELULA DE RACORD NOU PR. IN DISTRIBUTORUL 20 KV AL STATIEI 110/20 KV CRAIOVITA.

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

- a) punctul de racordare In punctul de racord instalațiile de protecție și de automatizare ale utilizatorului vor fi corelate, prin grija acestuia, prin convenția 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 cerințele normelor tehnice in vigoare.;
- c) punctul de interfață din rețeaua utilizatorului 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 comenzi: 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
- b) interfețele sistemelor de monitorizare, comandă și achiziție de date, măsurare a energiei electrice, telecomunicații: CEF va fi integrata in sistemul EMS-SCADA si in DMS-SCADA al OD. Integrarea in EMS-SCADA si in DMS-SCADA se asigura prin redundanta transmiterii semnalelor prin doua cai de comunicatie independente, dintre care cel puțin calea principala va fi asigurata prin suport de fibra optica. Gestionarul instalatiilor va reveni cu un proiect tehnic detaliat dedicat solutiilor tehnice de telecomunicatii, de asigurare a cailor de comunicatii, principala si de rezerva, pentru transmiterea informatiilor de tip voce/date/EMS/DMS SCADA de la CEF catre OD si respectiv catre OTS si includerea in proiect a schemelor de interconectare si de retea, tipurilor de echipamente, denumirea echipamentelor, iar sistemele proprii de

achiziție de date și telecomunicații să fie compatibile, corelate și integrate cu sistemele EMS/DMS SCADA ale OD și, respectiv către 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 și automatizare, vor fi adecvate și coordonate în permanentă 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 să fie capabile: să rămână conectate la rețeaua electrică și să funcționeze continuu, fără limită de timp, în domeniul de frecvență (47,5-52)Hz, și atunci când se produc variații de frecvență având viteza de până la 1Hz/secunda, și să funcționeze continuu la o tensiune în punctul comun de cuplare în domeniul (0,90-1,1)Un. 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, și de inerția disponibilă la nivelul zonei sincrone.";

e) pentru instalațiile de stocare

1. Instalația de stocare trebuie să îndeplinească următoarele cerințe generale de operare referitoare la schemele de control și automatizare cu setările aferente:

a) schemele de control și automatizare, precum și setările acestora, inclusiv parametri de reglaj, necesare calculului de stabilitate a rețelei și analizei măsurilor de urgență, trebuie să fie transmise de gestionarul. Instalația de stocare 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 instalației de stocare ;

b) orice modificări ale schemelor de reglaj și automatizare și ale setărilor aferente, prevăzute la lit. a), ale diverselor dispozitive de control sau reglaj ale IS trebuie să fie coordonate și convenite între OTS, ORR și gestionarul instalației de stocare.

2. Instalația de stocare trebuie să îndeplinească următoarele cerințe generale de operare referitoare la schemele de protecție electrică și setările aferente:

a) sistemele de protecție necesare pentru Instalația de stocare și pentru rețeaua electrică, precum și setările relevante pentru instalația de stocare trebuie să fie coordonate și aprobate de ORR și de gestionarul instalației de stocare, 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 periclitizeze performanța instalației de stocare. Sistemele de protecție și automatizare respectă cel puțin următoarele cerințe:

(i) trebuie să asigure protecția împotriva defectelor interne ale instalației de stocare și împotriva defectelor și regimurilor anormale de funcționare din rețeaua electrică unde acesta este racordat;

(ii) 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; (iii) sistemul de protecții electrice împotriva defectelor interne trebuie să fie capabil să sesizeze, raportat la bornele instalației de stocare, cel puțin curenții de scurtcircuit, asimetria de curenți, tensiunea maximă/minimă, frecvența maximă/minimă;

(iv) 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 racordată instalația de stocare, oscilațiile de putere, asimetria de curenți, suprasarcinile electrice de curent și de tensiune;

(v) în cazul instalației de stocare de categorie, sistemul de protecții electrice trebuie să fie prevăzut cu funcții extinse de autotestare și autodiagnoză 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; b) protecția electrică are întâietate față de dispozițiile de dispecer, ținând seama de siguranța în funcționare a sistemului, de sănătatea și securitatea personalului, respectiv protecția mediului, precum și de atenuarea oricărei avarii survenite la instalația de stocare;

c) ORR și gestionarul instalației de stocare se coordonează și convin ca sistemele de protecție să asigure, cel puțin, protecția la următoarele defecte, astfel:

(i) protecțiile instalației de stocare de către gestionarul instalației de stocare, pentru: 1. defecte interne ale instalației de stocare (scurtcircuite și puneri la pământ);

2. defecte interne ale transformatorului ridicător de tensiune;

3. scurtcircuite sau puneri la pământ pe linia electrică de racord la rețeaua electrică;

4. scurtcircuite sau puneri la pământ în rețeaua electrică, ca protecție de rezervă;

5. tensiune maximă și minimă la bornele instalației de stocare;

(ii) protecțiile asigurate de gestionarul instalației de stocare și/sau de ORR, după caz:

1. scurtcircuite sau puneri la pământ pe linia de racord la rețeaua electrică;
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;

d) modificările schemelor de protecție și ale setarilor necesare pentru IS și pentru rețeaua electrică se convin în prealabil între ORR și gestionarul instalației de stocare.

(3) La instalația de stocare, dispozitivele de protecție și control se organizează de gestionarul instalației de stocare în conformitate cu următoarea ierarhie a priorităților:

- a) protecția rețelei electrice și a instalației de stocare;
- b) reglajul de frecvență (în cadrul reglajului puterii active);
- c) restricții de putere;
- d) limitarea rampelor de variație a puterii.

(4) Instalația de stocare, trebuie să poată să se deconecteze de la rețea în mod automat la pierderea stabilității în funcționare. Criteriile de deconectare, tipul protecției împotriva asimetriei de curent, întreruperii unei faze și timpul critic de deconectare se convin între gestionarul instalației de stocare, ORR și OTS.

(5) Dispozitivele de măsură și control din dotarea instalației de stocare :

a) trebuie să asigure înregistrarea defectelor și monitorizarea comportamentului dinamic în sistem, acestea fiind de regula osciloperturbografe sau echipamente care pot înlocui funcțiile asigurate de osciloperturbografe. Aceste dispozitive trebuie să asigure înregistrarea următorilor parametri:

- (i) tensiunile pe toate cele trei faze;
- (ii) curentul pe fiecare fază;
- (iii) puterea activă pe toate cele trei faze; (iv) puterea reactivă pe toate cele trei faze;

(v) frecvența.

ORR are dreptul să stabilească performanțele parametrilor puși la dispoziție prin intermediul. Se vor respecta prevederile ord.3/2023 "Norma tehnică privind cerințele tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru instalațiile de stocare a energiei electrice și procedura de notificare pentru racordarea instalațiilor de stocare a energiei electrice" emis de către Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei

(3) Condiții specifice pentru racordare: Utilizatorul va încheia Convenție de exploatare cu Distribuție Energie Oltenia SA. Se vor respecta în totalitate condițiile din avizul de amplasament. Se va ține cont de prevederile Ord. ANRE nr.239/2019 -Norme tehnice privind delimitarea zonelor de protecție și de siguranță aferente capacităților energetice. Se va executa PTE pentru instalațiile de racordare și utilizare de o firmă atestată Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei, care va fi avizat în comisia CTE a Distribuție Energie Oltenia SA. La faza de PTE, dacă este cazul, se va prezenta convenție de suprafață cu titlu gratuit, cu înscriere la cartea funciară, între Distribuție Energie Oltenia SA și Utilizator pentru instalațiile electrice aparținând DISTRIBUȚIE ENERGIE OLTENIA SA amplasate pe proprietatea acestuia. Se vor respecta prevederile: Normei tehnice privind cerințele tehnice de racordare la rețele electrice de interes public pentru module generatoare, centrale formate din module generatoare și centrale formate din module generatoare offshore (situat în larg) aprobată prin Ordinul Președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 208/2018 - pentru categoria C; Ord. 51/2019 - Procedura de notificare pentru racordarea unităților generatoare și de verificare a conformității unităților generatoare cu cerințele tehnice privind racordarea unităților generatoare la rețele electrice de interes public; Este interzisă amplasarea de panouri fotovoltaice sub liniile electrice aeriene existente, inclusiv zona de protecție și siguranță a acestora. Detinatorul CEF este obligat să asigure protejarea panourilor fotovoltaice, a invertoarelor componente ale CEF și 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 protecțiilor de declanșare a CEF ori la incidentele din rețea (scurtcircuite cu și fără punere la pământ, acționări ale protecțiilor în rețea, supratensiuni tranzitorii e.t.c) cât și în cazul apariției unor condiții tehnice excepționale/anormale de funcționare. CEF nu trebuie să permită funcționarea în regim insularizat inclusiv în situația în care a fost dotată cu protecții care să declanșeze la apariția unui asemenea regim. Automatizarea CEF în cazul întreruperii energiei electrice pe linia de racord, va reconecta furnizarea energiei electrice după 15 minute de la apariția tensiunii pe aceasta. Instalația de automatizare plus suportul de comunicație care să asigure deconectarea CEF se va realiza prin grija și cheltuielă utilizatorului. În schemele de funcționare a centralelor electrice de producere a energiei electrice trebuie utilizate tipul invertoarelor din Lista de invertorare afișată pe site-ul DEO/OTS, în cazul utilizării altor tipuri de invertorare, acestea trebuie validate de operatorul de distribuție/operatorul de transport. Gestionarul instalațiilor va prezenta un proiect tehnic detaliat care să descrie/asigure căile /echipamentele de comunicații pentru transmiterea informațiilor de tip voce/date/SCADA către OD și respectiv către OTS, care vor fi utilizate pentru transmiterea datelor DMS-EMS-SCADA ce vor fi agreeate a fi transmise către Dispersorul de Distribuție și/sau după caz Dispersorul Teritorial Craiova pentru a fi ulterior posibilă operarea în siguranță a rețelei de distribuție/transport și a pieței de energie. Soluțiile tehnice vor fi precizate în proiecte tehnice dedicate fiecare instalații în parte și vor fi supuse cel puțin analizei și aprobării CTE/CTES a OD/OTS.

(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

F-PO-01-03-01#03#20_ATR pentru producători fotovoltaici. ATR nr. 001500047083 / 18.06.2025

- 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 6 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 CEF 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 că 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 de măsurători 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 prevederile Ord. ANRE nr. 74/2013.
5. Datele înregistrate care necesită verificarea în timpul funcționării: 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”. CEF va asigura cel puțin următorul schimb de semnale: P, Q, U, I, f și marimile de consemn pentru P, Q și U, semnalele de stare și comenzile: poziție întreruptor. Măsură energiei electrice se face prin transmiterea datelor la distanță, prin sistemul de telegestiune converge.
 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 cererii 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 ulterioare. (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 0.00 lei, inclusiv TVA.
(1¹) 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 3070.20 lei, inclusiv TVA.
(1²) 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 645667.38 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 a constituit o garanție financiară în favoarea operatorului de rețea în valoare de 32.436,88 lei, reprezentând 5.0 % din valoarea tarifului de racordare, cu următoarea/următoarele formă/forme: ORDIN DE PLATA cu Nr. 1886 / 10.04.2025
(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.

F-PO-01-03-01#03#20_ATR pentru producători fotovoltaici. ATR nr. 001500047083 / 18.06.2025

(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 18.09.2026 , 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 645.667,38 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: Lucrarile de intarirea retelei nu sunt incluse in planul de investitii al operatorului de distributie,operatorului de transport si Hidroelectrica, prin urmare operatorul de distributie nu dispune de resurse financiare de realizare a acestor lucrari., 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 reglementarilor în vigoare, modalitatea de restituire stabilându-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
 - (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/in 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: "Elementele de rețea cu pierderi, situate între punctul de măsurare și punctul de delimitare, sunt: În conformitate cu prevederile din ordinul presedintelui autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 75/2015 se vor percepe pierderi de energie pe elementele de rețea cuprinse între punctele de delimitare și punctul de măsură. La faza PTE se va detalia într-un capitol distinct elementele de pierderi și calculul pierderilor de energie pe acestea. "
- 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:
- b) Până la data de 15.04.2026, 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. (1¹) 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: La baza emiterii prezentului ATR s-a ținut cont de condițiile prevăzute în cererea, chestionarul energetic și lista cu receptoarele electrice depuse de utilizator iar utilizarea receptoarelor nedeclarate, chiar în cadrul Puterii aprobate, este interzisă. Creșterea Puterii instalate totale, sau schimbarea naturii receptoarelor va putea fi făcută numai după obținerea, de către utilizator a unui nou ATR. Înlocuirea transformatoarelor cu alte trafo. de putere mai mare sau mai mică sau cu raport de transformare diferit, se poate face numai cu acordul distribuitorului, după obținerea unui nou ATR, în caz contrar distribuitorul poate deconecta utilizatorul, cu un preaviz și anunțarea furnizorului. CEF trebuie să respecte integral cerințele Codului tehnic al rețelei electrice de transport, aprobat prin Ordinul Presedintelui ANRE nr. 20/2004/Codului tehnic al rețelelor electrice de distribuție, aprobat prin Ordinul presedintelui ANRE 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 frecvență 47,5-52Hz și să rămână conectate la rețeaua electrică atunci când se produc variații de frecvență având viteza de până la 1Hz/secundă. CEF și invertoarele componente trebuie să rămână în funcțiune la apariția golurilor și a variațiilor de tensiune, pe una sau pe toate fazele, în punctul de delimitare; pe durată golurilor de tensiune toate invertoarele componente ale CEF trebuie să injecteze curentul electric reactiv maxim timp de min. 3s fără a depăși limitele de funcționare ale CEF. Puterea activă generată de CEF trebuie să poată fi limitată la o valoare de consens, mărimea valorii de consens a puterii active trebuie să poată fi preluată automat de la distanță. CEF trebuie să asigure reglajul puterii active în punctul comun de cuplare într-o bandă de +/-5% din puterea instalată a CEF față de puterea de consens. CEF trebuie să fie dotată cu sisteme de protecție fiabile și sigure atât contra defectelor din rețeaua proprie cât și contra defectelor din SEN. Utilizatorul va pune la dispoziția OR tipul protecțiilor, modalitatea de racordare la circuitele de tensiune, curent electric și declansare, matricea de acționare a funcțiilor de protecție, stabilite prin proiect, la interfața CEF-SEN. La valori ale tensiunii în PCC, situate în banda admisibilă de tensiune, puterea reactivă produsă/absorbită de CEF aflat în funcțiune trebuie să fie reglată continuu corespunzător unui factor de putere în valoare absolută de maxim 0,9 capacitiv și 0,9 inductiv. CEF trebuie să poată realiza reglajul puterii reactive schimbate cu SEN în PCC. CEF trebuie să asigure în PCC schimbul de putere reactivă nula cu sistemul în cazul în care CEF nu produce putere activă. În regim normal de funcționare al rețelei, CEF nu trebuie să producă în punctul comun de cuplare variații rapide de tensiune mai mari de +/-4% din U_n la medie și înaltă tensiune și de +/- 5% din U_n la joasă tensiune a rețelei la care este racordată. Invertoarele componente CEF vor fi însoțite de certificate de tip conform normelor europene aplicabile, vor garanta respectarea cerințelor Ord. ANRE 30/2013 referitoare la comportamentul la variațiile de frecvență și tensiune, precum și la trecerea peste defect. CEF trebuie să asigure în PCC calitatea energiei electrice conform standardelor în vigoare indiferent de numărul invertoarelor, al instalațiilor auxiliare aflate în funcțiune și oricare ar fi puterea produsă. Încălcarea limitelor indicatorilor de calitate poate duce la deconectare. Intervenția de către consumator la instalația de utilizare proprie, dacă aceasta este amplasată pe componente de rețea aparținând OD, se va efectua doar cu anunțarea prealabilă a OD. Deoarece există o singură instalație de racordare pentru locul de consum și de producere,

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. Inainte de punerea sub tensiune a instalatiei de utilizare, se vor prezenta operatorului de retea, spre aprobare, schemele de racordare la retea a surselor proprii de alimentare (grup generator, UPS e.t.c.), si schema de functionare AAR precum si dosarul instalatiei de utilizare insotit de buletinele de verificare si aprobare de model PRAM. In situatia in care utilizatorul va pune in functiune sursele proprii de alimentare cu energie electrica (grupul generator, UPS e.t.c) are obligatia de a lua toate masurile necesare de separare vizibila (prin separator) a instalatiilor acestuia de cele ale operatorului de retea. Utilizatorul va lua masuri ca orice alta sursa de energie electrica din incinta sa nu functioneze in paralel cu Sistemul Energetic National. Nerespectarea acestei conditii poate conduce la pagube materiale importante, la efecte economice si/sau sociale deosebite (explozii, incendii, distrugerii de utilaje, accidente cu victime umane, poluarea mediului e.t.c.) care vor intra in responsabilitatea utilizatorului. Prezentul ATR inlocuieste ATR nr: 1500044364/ 15.04.2025., si este valabil pana la data de 15.04.2026. - Puterea instalata in acumulatori: $P = 1.060 \text{ kW} \times 5 \text{ buc} = 5.300 \text{ kW} = 5,300 \text{ MW}$; (cu capacitatea totala de 21,2 MWh)

- Puterea instalata in invertoarele specifice: $P = 215 \text{ kW} \times 25 \text{ buc} = 5.375 \text{ kW} = 5,37 \text{ MW}$;
Avand in vedere ca puterea evacuata aprobata prin ATR nr. 001500044364 din 15.04.2025 este 6067,57 kW, iar puterea instalata a ansamblului CEF+IS (CEM) este 11,5016 MW CEM va fi prevazut cu un SISTEM DE MANAGEMENT AL PUTERII, realizat prin conectarea in inel a invertoarelor (atat cele 62 de invertoare din partea de productie cat si cele 25 PCS din partea de stocare). Acesta va fi parametrizat astfel incat sa controleze fluxul de energie transmis de la CEM catre retea in plaja de valori 0 kW-6067,57 kW. Pentru a realiza redundanta sistemului de management, se va activa si seta functia de protectie directionata a terminalului numeric de protectie, montat in celula de racord din Distribuitor. Acesta va fi parametrizat astfel incat: 1. Va permite evacuarea unui flux de putere activa directionata (export) dinspre CEM catre retea mai mic de 6067,570 kW (puterea aprobata); 2. Va transmite comanda de deconectare catre ambele bobine ale intrerupatorului 20 kV montat celula racord din Distribuitor, la indentificarea unui flux de putere activa directionata (export) dinspre CEM catre retea mai mare de 6067,570 kW (puterea aprobata) 3. Va permite absorbtia unui flux de putere activa directionata absorbita (import) dinspre retea catre CEM mai mic de 5300 kW (puterea propusa pentru aprobare); 4. Va transmite comanda de deconectare catre ambele bobine ale intrerupatorului 20 kV montat celula de racord din Distribuitor, la indentificarea unui flux de putere activa directionata absorbita (import) dinspre retea catre CEM mai mare de 5300 kW (puterea propusa pentru aprobare); Pentru a putea realiza aceste functii, terminalul numeric de protectie din celula de racord din Distribuitor, va valorifica informatia de putere-calculata utilizand transformatoarele de curent din celula de racord din Distribuitor si transformatoarele de tensiune din celula de masura din Statie din Distribuitor. Sistemul de automatizare propus respecta cerintele NTE 011/12/00 privind „Proiectarea sistemelor de circuite secundare din sistemul de productie si distributie al energiei electrice”, referitor la redundanta sistemelor de automatizare si protectie. La punerea in functiune a CEM se va simula un flux de putere >6067,570 kW prin injectia de curent in secundarul transformatoarelor de curent si se va urmari functionarea sistemului de automatizare de limitare de putere (atat a sistemului de baza, cat si a celui de rezerva). Setarea protectiei activ directionata precum si setarea functionarii sistemului de management se va constitui ca proba la PIF !!!

Operator

DISTRIBUTIE ENERGIE OLTENIA S.A.

Membru al Directoratului – COO
COO

ION EUGEN BUTOARCA

Director Directie
DIRECTIA FINANCIAR STRATEGICA
ZOREL - CRISTINEL TITA

DIRECTOR DIRECTIE
DIRECTIA STRATEGIE SI DEZVOLTARE ACTIVE
MIRON ALBA

MANAGER DEPARTAMENT
DEPARTAMENT EXTINDEREA RETELEI
VICTOR MARIUS MARUSCA



SEF CENTRU OPERATIONAL ACCES RED DOLJ
C.O. ACCES RED DOLJ
CLAUDIU-GEORGE ZAMFIRACHE



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

Nr descarcare in SAP 870002845533 data descarcare _____ valoare achitata in SAP 65.00 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 _____

F-PO-01-03-01#03#20_ATR pentru producatori fotovoltaici. ATR nr. 001500047083 / 18.06.2025

