

ACTE ALE AUTORITĂȚII NAȚIONALE DE REGLEMENTARE ÎN DOMENIUL ENERGIEI

AUTORITATEA NAȚIONALĂ DE REGLEMENTARE ÎN DOMENIUL ENERGIEI

ORDIN

privind aprobarea Normei tehnice „Condiții tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru centralele electrice fotovoltaice”

Având în vedere prevederile art. 36 alin. (7) lit. n) și ale art. 70 din Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012,

în temeiul prevederilor art. 5 alin. (1) lit. d) și ale art. 9 alin. (1) lit. h) și alin. (3) din Ordonanța de urgență a Guvernului nr. 33/2007 privind organizarea și funcționarea Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei, aprobată cu modificări și completări prin Legea nr. 160/2012,

președintele Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei emite următorul ordin:

Art. 1. — Se aprobă Norma tehnică „Condiții tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru centralele electrice fotovoltaice”, prevăzută în anexa care face parte integrantă din prezentul ordin.

Art. 2. — În termen de 3 luni de la data intrării în vigoare a prezentului ordin, Compania Națională de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” — S.A., în calitate de operator de transport și de sistem, va transmite spre avizare la Autoritatea

Națională de Reglementare în Domeniul Energiei procedura prevăzută la art. 19 alin. (2) din norma tehnică menționată la art. 1.

Art. 3. — Operatorii de rețea și utilizatorii rețelelor electrice duc la îndeplinire prevederile prezentului ordin, iar departamentele de specialitate din cadrul Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei urmăresc respectarea acestora.

Art. 4. — Prezentul ordin se publică în Monitorul Oficial al României, Partea I.

Președintele Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei,
Niculae Havrileț

București, 17 mai 2013.
Nr. 30.

ANEXĂ

NORMĂ TEHNICĂ

„Condiții tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru centralele electrice fotovoltaice”

CAPITOLUL I

Scop

Art. 1. — (1) Prezenta normă tehnică stabilește cerințele tehnice minimale pe care trebuie să le îndeplinească centralele electrice fotovoltaice racordate la rețelele electrice de interes public, astfel încât să poată fi asigurată funcționarea în siguranță a sistemului electroenergetic, precum și condițiile pentru funcționarea sigură a centralei.

(2) Prezenta normă tehnică constituie parte componentă a Codului tehnic al rețelei electrice de transport, aprobat prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 20/2004, și a Codului tehnic al rețelelor electrice de distribuție, aprobat prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 128/2008.

CAPITOLUL II

Domeniu de aplicare

Art. 2. — Prezenta normă tehnică se aplică în relațiile dintre operatorii de rețea și utilizatorii care solicită racordarea de centrale electrice fotovoltaice la rețelele electrice de interes public.

CAPITOLUL III

Glosar

Art. 3. — (1) În prezenta normă tehnică se utilizează termenii și expresiile definite în Codul tehnic al rețelei electrice de transport. În plus, în sensul prezentei norme se definesc termenii și acronimele prezentate mai jos.

(2) Acronime:

ANRE	Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei
ATR	Aviz tehnic de racordare
CEF	Centrală electrică fotovoltaică (sinonim: centrală fotoelectrică)
CEFD	Centrală electrică fotovoltaică dispecerizabilă, cu puterea instalată mai mare de 5 MW
CEFND	Centrală electrică fotovoltaică nedispecerizabilă, cu puterea instalată mai mică sau egală cu 5 MW
EMS	Sistem de management al energiei
OD	Operator de distribuție
OTS	Operatorul de transport și de sistem
PCC	Punct comun de cuplare

<i>PIF</i>	Punere în funcțiune
<i>SCADA</i>	Sistem informatic de monitorizare, comandă și achiziție de date a unui proces tehnologic sau instalații (Supervisory Control and Data Acquisition)
<i>DMS-SCADA</i>	SCADA Distribution Management System
<i>EMS-SCADA</i>	SCADA Energy Management System
<i>SEN</i>	Sistemul electroenergetic național
<i>STC</i>	Condiții standard de test (Standard Test Condition) — radianța de 1000 W/m ² , masa atmosferică AM = 1,5 și temperatura celulei fotovoltaice 25°C

(3) Definiții:

<i>Invertor</i>	Echipament care transformă tensiunea continuă în tensiune alternativă
<i>Modul fotovoltaic</i>	Cel mai mic element component al unui panou fotoelectric care captează și transformă energia solară în energie electrică
<i>Operator de rețea</i>	Operatorul de transport și de sistem, un operator de distribuție sau un alt deținător de rețea electrică de interes public
<i>Panou fotovoltaic</i>	Grup de module fotovoltaice, preasamblate și echipate electric, concepute ca o unitate instalabilă într-o centrală electrică fotovoltaică
<i>Putere disponibilă (a unei CEF)</i>	Puterea electrică maximă care poate fi produsă de CEF (în funcție de numărul invertoarelor și al panourilor fotovoltaice aflate în funcțiune), în condițiile nominale de radianță solară
<i>Putere instalată (a unei CEF) — P_i</i>	Minimul între suma puterilor nominale ale invertoarelor și suma puterilor nominale ale panourilor fotovoltaice din componența CEF
<i>Putere nominală a unui invertor</i>	Puterea activă nominală a unui invertor la bornele de tensiune alternativă, indicată de fabricant
<i>Putere momentană (a unei CEF) — P_m</i>	Puterea electrică activă momentană care poate fi produsă de CEF, în condițiile momentane de radianță solară
<i>Puterea nominală a unui panou fotovoltaic</i>	Puterea electrică de funcționare continuă pe care o poate genera un panou fotovoltaic în condiții standard de funcționare, mărime indicată de producător. Puterea nominală este indicată ca valoare maximă generată în condiții STC.
<i>Punct de delimitare</i>	Loc în care instalațiile utilizatorului se delimitează ca proprietate de instalațiile operatorului de rețea. Punctul de delimitare al unei CEF este stabilit în ATR.
<i>Punct comun de cuplare</i>	Punct al unei rețele electrice, cel mai apropiat din punct de vedere electric de un utilizator, la care sunt sau pot fi conectați și alți utilizatori, reprezentat, de regulă, de punctul de delimitare ori de punctul de măsurare, astfel cum este stabilit în ATR.

CAPITOLUL IV

Documente de referință

Art. 4. — (1) Aplicarea prezentei metodologii se face prin coroborarea cu prevederile următoarelor acte normative:

a) Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012;
b) Regulamentul privind racordarea utilizatorilor la rețelele electrice de interes public, aprobat prin Hotărârea Guvernului nr. 90/2008;

c) Codul tehnic al rețelei electrice de transport, aprobat prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 20/2004;

d) Codul tehnic al rețelelor electrice de distribuție — revizia I, aprobat prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 128/2008;

e) Regulamentul privind stabilirea soluțiilor de racordare a utilizatorilor la rețelele electrice de interes public, aprobat prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 129/2008;

f) Metodologia pentru emiterea avizelor de amplasament de către operatorii de rețea, aprobată prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 48/2008, cu modificările ulterioare;

g) Norma tehnică privind delimitarea zonelor de protecție și de siguranță aferente capacităților energetice — revizia I, aprobată prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 4/2007, cu modificările și completările ulterioare;

h) Standardul de performanță pentru serviciile de transport și de sistem ale energiei electrice, aprobat prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 17/2007;

i) Standardul de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice, aprobat prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 28/2007.

(2) La aplicarea prezentei norme se vor avea în vedere următoarele standarde, cu caracter de recomandare:

a) SR CEI 61836 „Sisteme de conversie fotovoltaică a energiei solare. Termeni și simboluri”, la ediția în vigoare;

b) SR EN 62446 (CEI 62446) „Sisteme fotovoltaice de conectare la rețea. Prescripții minime pentru documentația sistemului, încercări de punere în funcțiune și inspecție”, la ediția în vigoare;

c) SR EN 61724 (CEI 61724) „Monitorizarea calitatilor de funcționare a sistemelor fotovoltaice”, la ediția în vigoare;

d) SR CEI/TS 62257-7-1 „Recomandări pentru sisteme cu energii regenerabile și hibride de mică putere pentru electrificarea rurală. Partea 7-1: Generatoare — Panouri fotovoltaice”, la ediția în vigoare.

CAPITOLUL V

Cerințe pentru CEFD

Art. 5. — CEFD 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 prezentei norme tehnice.

Art. 6. — CEFD trebuie să fie capabile să producă pe durată nelimitată, în punctul comun de cuplare, simultan puterea activă și reactivă maximă corespunzătoare condițiilor meteo, în conformitate cu diagrama P-Q echivalentă, în banda de frecvențe 49,5-50,5 Hz și în banda admisibilă a tensiunii.

Art. 7. — Toate invertoarele componente ale unei CEFD trebuie să aibă capacitatea:

a) să rămână conectate la rețea și să funcționeze continuu, fără limită de timp, în domeniul de frecvență (47,5÷52) Hz;

b) să rămână conectate la rețeaua electrică atunci când se produc variații de frecvență având viteza de până la 1 Hz/secundă;

c) să funcționeze continuu la o tensiune în PCC în domeniul $(0,90 \div 1,10) U_n$.

Art. 8. — (1) CEFD și invertoarele componente trebuie să rămână în funcțiune la apariția gurilor și a variațiilor de tensiune de tipul celor din figura 1*) (să asigure trecerea peste defect), pe una sau pe toate fazele, în punctul de delimitare:

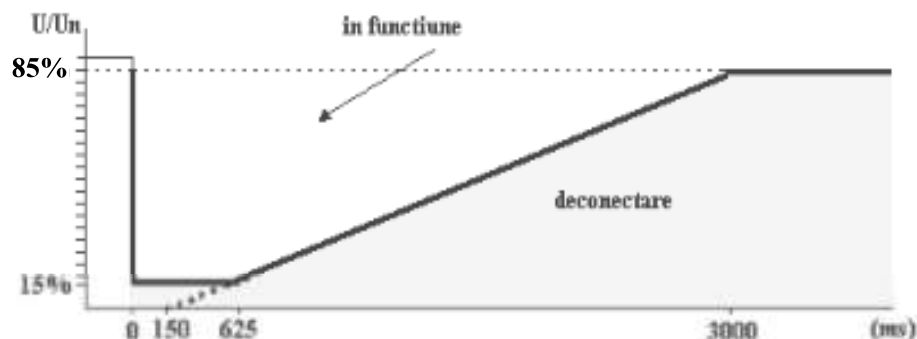


Figura 1. Amplitudinea gurilor de tensiune la care CEF și invertoarele componente trebuie să rămână în funcțiune

(2) Pe durata gurilor de tensiune, toate invertoarele componente ale CEFD trebuie să injecteze curentul electric reactiv maxim, timp de minimum 3 s, fără a depăși limitele de funcționare ale CEFD.

Art. 9. — (1) CEFD va fi prevăzută cu un sistem de reglaj automat al puterii active în funcție de valoarea frecvenței (reglaj automat frecvență/putere). Acesta va acționa conform unei curbe de răspuns frecvență/putere activă exemplificată în figura 2*), unde P_m reprezintă puterea momentană.

Coordonatele punctelor A, B, C, D și E depind de valoarea frecvenței, a puterii active pe care o poate produce centrala și de valoarea de consemn la care este limitată puterea activă, în intervalele: A (50—47 Hz), B (50—47 Hz), C (50—52 Hz), DE (50—52 Hz). Poziția punctelor trebuie să poată fi setată conform solicitărilor operatorului de rețea cu o eroare de maximum ± 10 mHz. Eroarea de măsurare a frecvenței nu trebuie să fie mai mare de ± 10 mHz.

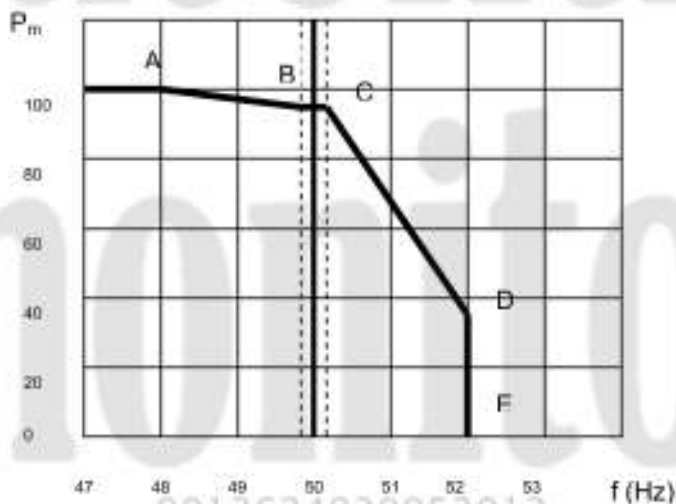


Figura 2. Variația puterii CEFD în funcție de frecvență

(2) Modificarea puterii active generate datorită variațiilor de frecvență va fi realizată, pe cât este posibil în condițiile momentane de radianță solară, prin modificarea proporțională a puterii active generate la nivelul invertoarelor CEFD.

(3) Dacă valoarea frecvenței ajunge la o valoare mai mare decât cea corespunzătoare segmentului „D – E” pe curba

caracteristică prezentată în figura 2, se admite ca CEFD să fie deconectată.

Art. 10. — (1) Puterea activă generată de o CEFD trebuie să poată fi limitată la o valoare de consemn.

(2) Mărirea valorii de consemn a puterii active trebuie să poată fi preluată automat de la distanță.

*) Figurile 1 și 2 sunt reproduse în facsimil.

(3) CEFD trebuie să asigure reglajul puterii active în punctul comun de cuplare într-o bandă de $\pm 5\%$ din puterea instalată a CEF față de puterea de consemn.

(4) CEFD trebuie să aibă capacitatea de a seta viteza de variație a puterii active generate la valoarea impusă de OTS (MW/minut), de minimum 10% Pi/minut.

Art. 11. — (1) CEFD trebuie să fie dotată cu sisteme de protecții fiabile și sigure, atât contra defectelor din rețeaua proprie, cât și contra defectelor din SEN.

(2) Operatorul de rețea poate solicita, în avizul tehnic de racordare, instalarea suplimentară în CEFD a unor sisteme de automatizare destinate reducerii rapide a puterii, respectiv până la oprirea acesteia, în cazuri justificate, pentru protecția instalațiilor persoanelor și a mediului.

Art. 12. — (1) Deținătorul CEFD este obligat să asigure protejarea panourilor fotovoltaice, a invertoarelor componente ale CEFD 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 CEFD ori la incidentele din rețea (scurtcircuite cu și fără punere la pământ, acționări ale protecțiilor în rețea, supratensiuni tranzitorii etc.), cât și în cazul apariției unor condiții tehnice excepționale/anormale de funcționare.

(2) Deținătorul CEFD trebuie să pună la dispoziția operatorului de rețea tipul protecțiilor, modalitatea de racordare la circuitele de tensiune, curent electric și declanșare, matricea de acționare a funcțiilor de protecție, stabilite prin proiect, la interfața CEFD-SEN.

Art. 13. — (1) La valori ale tensiunii în punctul comun de cuplare, situate în banda admisibilă de tensiune, puterea reactivă produsă/absorbită de o CEFD aflată în funcțiune trebuie să poată fi reglată continuu corespunzător unui factor de putere în valoare absolută de maximum 0,90 capacitiv și 0,90 inductiv.

(2) CEFD trebuie să poată realiza reglajul automat tensiune — putere reactivă în PCC în oricare din modalitățile (cu utilizarea integrală a resurselor de putere reactivă ale CEF):

a) reglajul tensiunii în PCC;

b) reglajul puterii reactive schimbate cu SEN în PCC.

(3) CEFD trebuie să asigure în PCC schimb de putere reactivă nulă cu sistemul în cazul în care CEFD nu produce putere activă (la putere activă generată nulă).

Art. 14. — În regim normal de funcționare al rețelei, CEFD nu trebuie să producă în punctul comun de cuplare variații rapide de tensiune mai mari de $\pm 4\%$ din tensiunea nominală la medie și înaltă tensiune și de $\pm 5\%$ din tensiunea nominală la joasă tensiune a rețelei la care este racordat.

Art. 15. — Soluția de racordare a CEFD nu trebuie să permită funcționarea CEFD în regim insularizat, inclusiv prin dotarea cu protecții care să declanșeze CEFD la apariția unui asemenea regim.

Art. 16. — (1) Invertoarele componente CEFD, având certificate de tip conform normelor europene aplicabile, garantează respectarea cerințelor prezentei norme tehnice referitoare la comportamentul la variațiile de frecvență și tensiune, precum și la trecerea peste defect.

(2) Indiferent de numărul invertoarelor și al instalațiilor auxiliare aflate în funcțiune și oricare ar fi puterea produsă, CEFD trebuie să asigure în PCC calitatea energiei electrice conform cu standardele în vigoare.

Art. 17. — (1) În scopul efectuării studiilor de soluție de racordare, solicitantul de ATR pune la dispoziția OTS sau OD (după caz) un model de simulare a funcționării centralei.

(2) Modelul trebuie să fie furnizat într-un format cerut de OTS sau OD.

(3) Modelul trebuie să evidențieze: modul de trecere peste defect (low voltage ride through — LVRT), modul de comportare la defecte simetrice și asimetrice în rețeaua operatorului de

rețea, parametrii CEFD necesari atât pentru calculele de regimuri staționare, pentru cele de regimuri dinamice/tranzitorii, cât și pentru calculele valorilor curenților de scurtcircuit, necesare parametrizării instalațiilor de protecție.

Art. 18. — CEFD este monitorizată din punct de vedere al calității energiei electrice în PCC pe durata testelor. CEFD racordate în rețeaua electrică de transport vor asigura monitorizarea permanentă a calității energiei electrice prin integrarea în sistemul de monitorizare al calității energiei electrice al OTS.

Art. 19. — (1) OD și OTS, după caz, verifică și asigură că racordarea și funcționarea CEFD nu conduc la încălcarea normelor în vigoare privind funcționarea în domeniul de frecvență, de tensiune, capabilitatea de trecere peste defect și calitatea energiei electrice în PCC.

(2) Verificarea se realizează conform unei proceduri elaborate de OTS, cu consultarea OD și avizate de ANRE. Procedura se referă la fazele de punere în funcțiune, perioada de probe și acceptarea în funcționare de durată.

Art. 20. — (1) În situații justificate, în scopul asigurării funcționării în condiții de siguranță a rețelei electrice, operatorul de rețea poate impune pentru CEFD condiții suplimentare celor de mai sus sau mai restrictive.

(2) CEFD cu puterea instalată mai mare decât 5 MW și mai mică sau egală cu 10 MW sunt exceptate de la aplicarea prevederilor de la art. 9, art. 10 alin. (4), art. 13 alin. (2) lit. a) și art. 17 alin. (1) și (2).

CAPITOLUL VI

Cerințe pentru CEFND

Art. 21. — (1) Toate CEFND, indiferent de puterea instalată, trebuie să respecte cerințele art. 5, art. 7 lit. a), art. 12 alin. (1) și art. 15.

(2) În plus față de cerințele de la alin. (1), CEFND cu puterea instalată mai mare de 0,4 MW și mai mică sau egală cu 1 MW trebuie să respecte cerințele de la art. 7, art. 8 alin. (1), art. 12 alin. (2) și art. 16.

(3) În plus față de cerințele de la alin. (1), CEFND cu puterea instalată mai mare de 1 MW și mai mică sau egală cu 5 MW trebuie să respecte cerințele de la art. 6, 7, 8, 11, art. 12 alin. (2), art. 13 alin. (1), alin. (2) lit. b) și alin. (3), art. 14, 16, 18 și 19.

(4) În situații justificate, în scopul asigurării funcționării în condiții de siguranță a rețelei electrice, operatorul de rețea poate impune pentru CEFND condiții suplimentare celor de mai sus sau mai restrictive.

CAPITOLUL VII

Cerințe pentru echipamentele de telecomunicații

Art. 22. — Deținătorul CEF trebuie să asigure continuitatea transmiterii mărimilor de stare și de funcționare către operatorul de rețea și OTS, după cum urmează:

a) CEFD racordate la RET se integrează numai în sistemul EMS-SCADA și asigură cel puțin următorul schimb de semnale: P, Q, U, f, consenme pentru P, Q și U, semnale de stare și comenzi: poziție întreruptor și poziție separatoare. Se asigură redundanța transmiterii semnalelor prin două căi de comunicație independente, dintre care cel puțin calea principală va fi asigurată prin suport de fibră optică;

b) CEFD racordate la rețeaua electrică de distribuție, cu excepția celor de la lit. c), se integrează atât în EMS-SCADA, cât și în DMS-SCADA. Integrarea în EMS-SCADA se asigură pentru cel puțin următorul schimb de semnale: P, Q, U, f și mărimile de consemn pentru P, Q și U, semnalele de stare și comenzi: poziție întreruptor. Integrarea în EMS-SCADA se asigură prin

redundanța transmiției semnalelor prin două căi de comunicație independente, dintre care cel puțin calea principală va fi asigurată prin suport de fibră optică. Integrarea în DMS-SCADA se asigură pentru cel puțin următorul schimb de semnale: P, Q, U, f și semnalele de stare și comenzi: poziție întreruptor și poziție separatoare. OD impune propriile cerințe privind căile de comunicație între CEF și DMS-SCADA;

c) CEF cu puterea instalată mai mare de 1 MW și mai mică sau egală cu 10 MW se integrează în sistemul DMS-SCADA al OD și asigură cel puțin următorul schimb de semnale: puterea activă, OD având dreptul să solicite integrarea în DMS-SCADA și a altor mărimi. Calea de comunicație este precizată de OD;

d) CEFND, cu puterea instalată mai mare de 0,4 MW și mai mică sau egală cu 1 MW, asigură cel puțin accesul OD la citirea la intervale de timp precizate de OD a energiei produse.

Art. 23. — (1) Toate CEF trebuie să poată fi supravegheate și comandate de la distanță.

(2) Funcțiile de comandă și valorile P, Q, U, f măsurate trebuie să poată fi puse la dispoziție operatorului de rețea, într-un punct convenit de interfață cu sistemul EMS-SCADA.

CAPITOLUL VIII

Informații necesare a fi transmise de CEF

Art. 24. — (1) Deținătorul CEF cu puteri instalate mai mari de 1 MW va trimite la operatorul de rețea, pentru fiecare centrală pentru care solicită racordarea, respectiv efectuarea de probe pentru punerea în funcțiune, datele tehnice indicate în tabelul 1, unde:

S — date standard de planificare, comunicate prin cererea de racordare, pentru elaborarea studiului de soluție;

D — date de detaliu de planificare, comunicate cu minimum 6 luni înainte de PIF;

T — date determinate (înregistrate) în urma probelor (testelor) care fac obiectul activităților de testare, monitorizare și control. Determinarea acestor date se realizează în cadrul probelor de PIF și se transmit la operatorul de rețea în maximum 10 zile de la PIF.

(2) Pentru centralele cu puteri instalate mai mici sau egale cu 1 MW deținătorul acestora va transmite numai datele standard de planificare din tabelul 1.

Tabelul 1. Date pentru centralele fotovoltaice cu puteri mai mari de 1MW

Descrierea datelor (simbol)	Unitate de măsură	Categoria datelor
La nivelul centralei fotovoltaice:		
Racordare la rețea, amplasare bară colectoare și punct de delimitare	Text, schemă	S
Tensiunea nominală în punctul de delimitare	kV	S
Schema electrică a întregii centrale fotovoltaice	Schemă	D
Puterea activă nominală a CEF	MW	S
Puterea maximă aparentă a CEF în PCC	MVA	S
Putere activă netă maximă a CEF în PCC	MW	D
Domeniul de frecvență de funcționare la parametri nominali	Hz	S
Viteza maximă/minimă de variație a puterii active ce poate fi realizată la nivelul CEF	MW/min	D, T
Consumul serviciilor proprii la puterea activă maximă a CEF în PCC	MW	D, T
Condiții speciale de conectare/deconectare a centralei fotovoltaice, altele decât ale invertoarelor și a panourilor fotovoltaice componente	Text	S, D
Modelul matematic al centralei fotovoltaice, incluzând inverterul și tipul de panou fotoelectric însoțite de simulările efectuate	Text	S
Reglajul puterii active în PCC (bucla de reglare)	schema de reglare	D
Reglajul tensiunii în PCC (bucla de reglare)	schema de reglare	D
Reglajul puterii reactive în PCC (bucla de reglare)	schema de reglare	D
Diagrama PQ în PCC	Date grafice	D, T
Parametrii liniei de racordare la SEN		S
Frecvența minimă de funcționare	Hz	S
Frecvența maximă de funcționare	Hz	S
Tensiunea minimă de funcționare	kV	S
Tensiunea maximă de funcționare	kV	S
Date referitoare la panourile fotovoltaice care alcătuiesc centrala fotovoltaică		
Numărul de panouri fotovoltaice care constituie CEF	Număr	S
Firma producătoare a panourilor fotovoltaice	Denumire	D
Tipul panourilor fotovoltaice	Descriere	D
Aria suprafeței panoului fotoelectric	m ²	S
Puterea nominală a panoului fotoelectric (cc)	kW	S
Puterea maximă a panoului fotoelectric (cc)	kW	S
Curentul electric nominal a panoului fotoelectric (cc)	A	S
Tensiunea nominală a panoului fotoelectric (cc)	V	S

Descrierea datelor (simbol)	Unități de măsură	Categoria datelor
Date referitoare la invertoarele utilizate de centrala fotovoltaică		
Numărul de invertoare	Număr	S
Tipul inverterului	Descriere	S
Certificate de tip pentru invertoare însoțite de rezultatele testelor efectuate de laboratoare recunoscute pe plan european pentru: variații de frecvență, tensiune și trecere peste defect	certificate	D
Puterea nominală de intrare (cc)	kW	S
Puterea recomandată maximă de intrare (cc)	kW	S
Domeniul de tensiune de intrare (cc)	V	S
Tensiunea maximă de intrare (cc)	V	S
Curentul maxim de intrare (cc)	A	S
Puterea activă nominală de ieșire (ca)	kW	S
Puterea activă maximă de ieșire (ca)	kW	S
Puterea reactivă nominală de ieșire (ca)	kVAr	S
Tensiunea nominală de ieșire (ca)	V, kV	S
Curentul nominal de ieșire (ca)	A	S
Domeniul de frecvență de lucru	Hz	S
Domeniul de reglaj al factorului de putere		D
Randamentul maxim	%	D, T
Consumul propriu maxim (ca)	W	D
Consumul pe timp de noapte (ca)	W	D
Unități de transformare prin care CEF se racordează la SEN:		
Număr de înfășurări	Text	S
Puterea nominală pe fiecare înfășurare	MVA	S
Raportul nominal de transformare	kV/kV	S
Tensiuni pe plotul median, maxim și minim (necesare în calcule de scurtcircuit)	% din U_{nom}	S, D
Pierderi în gol	kW	D
Pierderi în sarcină	kW	D
Curentul electric de magnetizare	%	D
Grupa de conexiuni	Text	D
Domeniu de reglaj	kV-kV	D
Schema de reglaj (longitudinal sau longo-transversal)	Text, diagramă	D
Mărimea treptei de reglaj	%	D
Reglaj sub sarcină	DA/NU	D
Curba de saturație	Diagramă	D
Parametri de calitate ai energiei electrice la nivel CEF		
Număr maxim de variații ale puterii ($\Delta S/S_{sc}$) pe minut		S, T
Valoarea maximă pentru variațiile rapide de tensiune		S, T
Factor total de distorsiune de curent electric		T
Armonice de curent electric (până la armonica 50)		T
Factor total de distorsiune de tensiune		T
Armonice de tensiune (până la armonica 50)		T
Factor de nesimetrie de secvență negativă de tensiune		T

CAPITOLUL IX
Dispoziții finale

Art. 25. — (1) OD are responsabilitatea transmiterii în timp real, la OTS, a puterilor active produse de centralele nedispecerizabile racordate în rețeaua proprie, în mod agregat.

(2) În scopul îndeplinirii cerinței de la alin. (1), în termen de maximum 3 ani de la intrarea în vigoare a prezentei norme, OD dezvoltă propriul sistem DMS-SCADA și asigură interconectarea acestuia cu EMS-SCADA.

(3) Deținătorii de CEFND cu puterea instalată mai mare de 1 MW și mai mică sau egală cu 5 MW, care se pun în funcțiune în următorii 3 ani de la intrarea în vigoare a prezentei norme, asigură transmiterea măsurii de putere activă în sistemul EMS-SCADA, conform soluției agreeate cu OTS.

(4) Deținătorii de CEFND care au fost puse în funcțiune sau care au obținut autorizația de înființare anterior intrării în vigoare a prezentei norme tehnice au obligația ca până la data de 31 decembrie 2013 să se conformeze cerințelor aplicabile CEFND, cuprinse în prezenta normă.

Art. 26. — (1) OTS va monitoriza nivelul puterii instalate în CEF racordate și în curs de racordare în SEN, va evalua

efectele acestuia asupra siguranței SEN și va fundamenta măsuri în scopul menținerii siguranței în funcționare a SEN.

(2) Propunerile de măsuri vor fi transmise spre aprobare la ANRE.

*

Prezenta normă tehnică a fost adoptată cu respectarea procedurii de notificare prevăzute de Hotărârea Guvernului nr. 1.016/2004 privind măsurile pentru organizarea și realizarea schimbului de informații în domeniul standardelor și reglementărilor tehnice, precum și al regulilor referitoare la serviciile societății informaționale între România și statele membre ale Uniunii Europene, precum și Comisia Europeană, cu modificările ulterioare, publicată în Monitorul Oficial al României nr. 664 din 23 iulie 2004, care transpune Directiva 98/34/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 22 iunie 1998 de stabilire a unei proceduri pentru furnizarea de informații în domeniul standardelor și reglementărilor tehnice, publicată în Jurnalul Oficial al Comunităților Europene L 204 din 21 iulie 1998, modificată prin Directiva 98/48/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 20 iulie 1998, publicată în Jurnalul Oficial al Comunităților Europene L 217 din 5 august 1993.

autentic
monitor

0012624930052013

EDITOR: GUVERNUL ROMÂNIEI



„Monitorul Oficial” R.A., Str. Parcului nr. 65, sectorul 1, București; C.I.F. RO427282,
IBAN: RO55RNCB0082006711100001 Banca Comercială Română — S.A. — Sucursala „Unirea” București
și IBAN: RO12TREZ7005069XXX000531 Direcția de Trezorerie și Contabilitate Publică a Municipiului București
(alocat numai persoanelor juridice bugetare)

Tel. 021.318.51.29/150, fax 021.318.51.15, e-mail: marketing@ramo.ro, internet: www.monitoruloficial.ro

Adresa pentru publicitate: Centrul pentru relații cu publicul, București, șos. Panduri nr. 1,
bloc P33, parter, sectorul 5, tel. 021.401.00.70, fax 021.401.00.71 și 021.401.00.72

Tiparul: „Monitorul Oficial” R.A.



5 948368 638594