

ORDIN

pentru aprobarea Procedurii privind punerea sub tensiune pentru perioada de probe și certificarea conformității tehnice a centralelor electrice eoliene și fotovoltaice și abrogarea alin. (4) al art. 25 din Norma tehnică „Condiții tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru centralele electrice fotovoltaice”, aprobată prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 30/2013

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) 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 Procedura privind punerea sub tensiune pentru perioada de probe și certificarea conformității tehnice a centralelor electrice eoliene și fotovoltaice, elaborată de Compania Națională de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” — S.A., prevăzută în anexa care face parte integrantă din prezentul ordin.

Art. 2. — Operatorii economici care dețin centrale electrice eoliene și fotovoltaice, puse în funcțiune până la data aprobării prezentului ordin, sunt obligați să obțină certificatul de conformitate tehnică potrivit prevederilor procedurii prevăzute la art. 1, până la data de 30 iunie 2014.

Art. 3. — Compania Națională de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” — S.A., operatorii de distribuție concesionari și operatorii economici care dețin centrale electrice eoliene și fotovoltaice duc la îndeplinire prevederile prezentului

ordin, iar departamentele de specialitate din cadrul Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei urmăresc respectarea acestora.

Art. 4. — Nerespectarea prevederilor prezentului ordin se sancționează conform Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012.

Art. 5. — La data intrării în vigoare a prezentului ordin, alineatul (4) al articolului 25 din Norma tehnică „Condiții tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru centralele electrice fotovoltaice”, aprobată prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 30/2013, publicat în Monitorul Oficial al României, Partea I, nr. 312 din 30 mai 2013, se abrogă.

Art. 6. — Prezentul ordin se publică în Monitorul Oficial al României, Partea I.

Președintele Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei,
Niculae Havrileț

București, 23 octombrie 2013.
Nr. 74.

ANEXĂ

PROCEDURA

privind punerea sub tensiune pentru perioada de probe și certificarea conformității tehnice a centralelor electrice eoliene și fotovoltaice

CAPITOLUL I

Scop

1.1. Procedura stabilește criteriile, modul de desfășurare și etapele procesului de punere sub tensiune pentru perioada de probe a unei centrale electrice eoliene sau fotovoltaice și ale procesului de certificare/verificare a conformității centralei electrice eoliene sau fotovoltaice cu cerințele normelor tehnice de conectare la rețele de interes public.

1.2. În procedură sunt prezentate: etapele, documentele, testele și verificările necesar a fi urmate pentru demonstrarea conformității centralelor electrice eoliene sau fotovoltaice cu cerințele tehnice de conectare la rețele de interes public, în vederea acordării acceptului pentru punerea sub tensiune pentru perioada de probe, a funcționării centralei în perioada de probă și a certificării conformității tehnice la sfârșitul perioadei de probă.

CAPITOLUL II

Domeniu de aplicare

2.1. Procedura se aplică de către operatorul de transport și de sistem — Dispecerul energetic național (*DEN*), operatorii de rețea (*OR*) și solicitanții.

2.2. Certificarea conformității cu cerințele tehnice de conectare la SEN confirmă respectarea de către:

a) CEE racordate în RET/RED a cerințelor Normei tehnice „Condiții tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru centralele electrice eoliene”, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 51/2009, cu modificările și completările ulterioare;

b) CEF racordate în RET/RED a cerințelor Normei tehnice „Condiții tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru centralele electrice fotovoltaice”, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 30/2013.

2.3. Certificarea conformității este o condiție pentru centralele electrice și grupurile generatoare ce utilizează surse regenerabile de energie în obținerea licenței, a acreditărilor emise de ANRE și a certificatului de racordare.

2.4. Prezenta procedură se aplică pentru centrale electrice eoliene și fotovoltaice, cu puteri instalate mai mari de 1 MW.

2.5. Procedura tratează următoarele faze ale procesului de certificare a conformității tehnice:

2.5.1. Verificarea îndeplinirii cerințelor pentru punerea sub tensiune pentru perioada de probe;

2.5.2. Punerea sub tensiune pentru perioada de probe și funcționarea pe durata perioadei de probă a CEE și CEF;

2.5.3. Emiterea certificatului de conformitate cu cerințele din normele tehnice de conectare la rețelele de interes public (NT 51 și NT 30).

CAPITOLUL III

Definiții și abrevieri

3.1. Termenii utilizați în prezenta procedură sunt definiți în Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, Codul tehnic al rețelei electrice de transport, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 20/2004, cu modificările ulterioare, în Norma tehnică „Condiții tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru centralele electrice eoliene”, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 51/2009, cu modificările și completările ulterioare, și în Norma tehnică „Condiții tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru centralele electrice fotovoltaice”, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 30/2013.

3.2. În prezenta procedură se folosesc următoarele abrevieri:

ANRE — Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei;

ATR — aviz tehnic de racordare;

CEE — centrală electrică eoliană;

CEED — centrală electrică eoliană dispecerizabilă, cu o putere instalată mai mare de 5 MW;

CEEND — centrală electrică eoliană nedispacerizabilă, cu o putere instalată mai mică sau egală cu 5 MW;

CEF — centrală electrică fotovoltaică (sinonim: centrală fotoelectrică);

CEFD — centrală electrică fotovoltaică dispecerizabilă, cu puterea instalată mai mare de 5 MW;

CEFND — centrală electrică fotovoltaică nedispacerizabilă, cu puterea instalată mai mică sau egală cu 5 MW;

CDC — certificat de conformitate tehnică;

Cod RED — Codul tehnic al rețelei electrice de distribuție;

Cod RET — Codul tehnic al rețelei electrice de transport;

Cod comercial — Codul comercial al pieței angro de energie electrică;

CTES — Consiliul tehnico-economic și științific;

DEN — Dispecerul energetic național — divizie în cadrul OTS;

DEC — Dispecerul energetic central;

EMS — Sistem de management al energiei;

FO, FO-OPGW — fibră optică;

GGE — grup generator eolian;

LEA — linie electrică aeriană;

LES — linie electrică subterană;

LVRT — Low Voltage Ride Through (trecere peste defect cu nivel minim de tensiune);

NT 51 — Norma tehnică „Condiții tehnice de racordare la rețelele de interes public pentru centralele electrice eoliene”, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 51/2009, cu modificările și completările ulterioare;

NT 30 — Norma tehnică „Condiții tehnice de racordare la rețelele de interes public pentru centralele electrice fotovoltaice”, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 30/2013;

OD — operator de distribuție;

OR — operator de rețea; operatorul de rețea poate fi operatorul de transport și de sistem sau operatorul de distribuție concesionar;

OTS — operator de transport și de sistem — Compania Națională de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica” — S.A. (*Transelectrica*);

PCC — punct comun de cuplare;

Pi — putere instalată;

PIF — punere în funcțiune;

PSL — Power Standard Lab;

RAR — reanclanșare automată rapidă;

RED — rețea electrică de distribuție;

RET — rețea electrică de transport;

SCADA — Sistem informatic de monitorizare, comandă și achiziție de date a unui proces tehnologic sau instalații;

SCADA/EMS — Supervisory Control and Data Acquisition/ Energy Management System;

SCADA/DMS — Supervisory Control and Data Acquisition/ Distribution Management System;

SEN — Sistemul energetic național;

STC — Condiții standard de test (Standard Test Condition) — radianța de 1000 W/m², masa atmosferică AM = 1,5 și temperatura celulei fotovoltaice 25°C;

THD — Total Harmonic Distortion Factor (factor total de distorsiune armonică);

ZVRT — Zero Voltage Ride Through (trecere peste defect cu nivel zero de tensiune).

CAPITOLUL IV

Documente de referință

4.1. Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012;

4.2. Codul tehnic al rețelei electrice de transport, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 20/2004, cu modificările ulterioare;

4.3. Codul tehnic al rețelei electrice de distribuție, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 128/2008;

4.4. Norma tehnică „Condiții tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru centralele electrice eoliene”, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 51/2009, cu modificările și completările ulterioare;

4.5. Norma tehnică „Condiții tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru centralele electrice fotovoltaice”, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 30/2013;

4.6. Codul de măsurare a energiei electrice, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 17/2002;

4.7. Regulamentul privind racordarea utilizatorilor la rețelele electrice de interes public în vigoare;

4.8. Regulamentul privind stabilirea soluțiilor de racordare a utilizatorilor la rețelele electrice de interes public, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 129/2008;

4.9. Metodologia pentru emiterea avizelor de amplasament de către operatorii de rețea, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 48/2008, cu modificările ulterioare;

4.10. Norma tehnică privind delimitarea zonelor de protecție și de siguranță aferente capacităților energetice — revizia I, aprobată prin Ordinul președintelui ANRE nr. 4/2007, cu modificările și completările ulterioare;

4.11. Standardul de performanță pentru serviciile de transport și de sistem ale energiei electrice, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 17/2007;

4.12. Standardul de performanță pentru serviciul de distribuție a energiei electrice, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 28/2007;

4.13. Regulamentul general de manevre în instalațiile electrice de medie și înaltă tensiune — NTE 009/10/00 — RGM/2010.

CAPITOLUL V Responsabilități

5.1. Responsabilitățile solicitantului

Solicitantul este titularul autorizației de înființare a CEE/CEF sau titularul unei licențe de exploatare comercială a CEE/CEF puse în funcțiune înainte de aprobarea prezentei proceduri.

a) Întocmește documentația tehnică conform anexei nr. 1 (pentru CEE), respectiv a anexei nr. 2 (pentru CEF), în funcție de tipul centralei electrice.

b) Depune solicitarea pentru punerea sub tensiune pe perioada de probe, însoțită de documentația tehnică, și specifică termenul planificat pentru punerea în funcțiune:

— la DEN, pentru centralele electrice cu puteri instalate mai mari sau egale cu 10 MW;

— la OR care a emis avizul tehnic de racordare a CEE/CEF sau a rețelei altui deținător de rețea electrică de distribuție la care se racordează CEE/CEF, pentru centralele electrice cu puteri instalate mai mici de 10 MW.

c) Efectuează, prin societăți atestate de tip A, testele de verificare a performanțelor din punctul de vedere al conformității tehnice cu cerințele de conectare a centralei electrice la rețelele de interes public, conform procedurilor din anexa nr. 4 (CEE) și anexa nr. 5 (CEF), în funcție de tipul centralei.

d) Depune rezultatele testelor preliminară și finale la DEN în cazul centralelor electrice cu puteri instalate mai mari de 5 MW și la OR pentru centralele electrice cu puteri instalate mai mici sau egale cu 5 MW.

e) Depune solicitarea pentru obținerea certificatului de conformitate tehnică, după caz: la DEN pentru centralele electrice cu puteri instalate mai mari de 5 MW, respectiv la OR pentru centralele electrice cu puteri instalate mai mici sau egale cu 5 MW. Modelele solicitărilor enumerate sunt prezentate în anexele nr. 6 și 7.

f) Încheie pentru perioada de probe a convenției de exploatare și, după caz, a contractului/contractelor pentru transportul, distribuția sau furnizarea energiei electrice, cu respectarea normelor în vigoare.

5.2. Responsabilitățile DEN

a) Analizează documentația tehnică prezentată de solicitant sau transmisă de către OR.

b) Pe baza conformității documentației transmise cu cerințele normelor tehnice și a Codului RET în vigoare, transmite solicitantului și, după caz, OR, acordul de punere sub tensiune.

c) Postează pe website-ul Transelectrica programul de eșalonare în timp a punerii în funcțiune a centralelor electrice dispecerizabile ($P_i > 5$ MW) la adresa <http://www.transelectrica.ro/Transparenta/centraleprobe.php>

d) Analizează documentația conținând rezultatele probelor preliminară de verificare a conformității tehnice cu cerințele normelor tehnice în vigoare și ale probelor finale.

e) Participă la efectuarea probelor finale pentru toate centralele electrice dispecerizabile cu puteri mai mari de 10 MW și analizează rezultatele testelor finale efectuate de către centralele electrice dispecerizabile cu puteri mai mari de 5 MW și mai mici de 10 MW, realizate în prezența reprezentanților OR.

f) Emite certificatul de conformitate tehnică pentru îndeplinirea cerințelor de conectare (funcționare) la SEN pentru centralele electrice dispecerizabile cu puteri mai mari de 5 MW.

g) Asigură transparența asupra situației centralelor electrice dispecerizabile cu puteri instalate mai mari de 5 MW, aflate în probe (notificate ca funcționare provizorie), pe website-ul Transelectrica, la adresa <http://www.transelectrica.ro/Transparenta/centraleprobe.php>

h) Asigură transparența asupra situației emiterii de certificate de conformitate a centralelor electrice dispecerizabile cu cerințele tehnice de conectare la SEN, pe website-ul Transelectrica, la adresa <http://www.transelectrica.ro/Transparenta/centraleprobe.php>

5.3. Responsabilitățile OR

a) Analizează documentația tehnică prezentată de solicitant pentru centralele electrice cu puteri instalate mai mici sau egale cu 10 MW, care se racordează la rețeaua proprie.

b) Transmite la DEN solicitarea în vederea obținerii acordului pentru punerea sub tensiune pentru perioada de probe a centralei electrice, în termen de 10 zile lucrătoare de la depunerea documentației complete, conform anexelor nr. 1 și 2, pentru centralele electrice eoliene și fotovoltaice cu puteri instalate cuprinse între 5 și 10 MW inclusiv, care se racordează la rețeaua proprie OR.

c) Informează DEN asupra depunerii de către solicitant a documentației tehnice pentru centrale electrice eoliene sau fotovoltaice nedispecerizabile, cu puteri instalate mai mici de 5 MW și mai mari de 1 MW, în termen de 5 zile lucrătoare de la depunere, informând și asupra datei la care solicitantul dorește punerea sub tensiune pentru perioada de probă a centralei electrice. OR transmite la DEN datele tehnice pe care acesta le solicită. OR solicită la DEN un punct de vedere privind conformitatea pe tip de invertor și GGE.

d) Transmite solicitantului acceptul de punere sub tensiune pentru perioada de probe a instalațiilor centralei electrice; în situația centralelor cu putere mai mare de 5 MW, acceptul se transmite solicitantului în baza acordului DEN numai după primirea acestuia.

e) Analizează documentația conținând rezultatele probelor preliminară și ale probelor finale efectuate de centralele electrice cu puteri instalate conform ATR mai mici sau egale cu 10 MW.

f) Participă la efectuarea probelor finale pentru centralele electrice eoliene și fotovoltaice cu puteri instalate mai mici de 10 MW puse în funcțiune conform etapei de dezvoltare menționate în ATR.

g) Eliberează certificatul de conformitate tehnică pentru îndeplinirea cerințelor de conectare la rețele de interes public pentru centralele electrice eoliene și fotovoltaice cu puteri instalate mai mici sau egale cu 5 MW și mai mari sau egale cu 1 MW, conform etapei de dezvoltare menționate în ATR.

h) Asigură transparența procesului de certificare a conformității tehnice pe website-ul propriu și transmite la DEN situația certificatelor de conformitate emise.

CAPITOLUL VI Modul de lucru

6.1. Punerea sub tensiune pe perioada de probe a centralelor electrice eoliene și fotovoltaice

6.1.1. Punerea sub tensiune pentru perioada de probe a centralelor electrice eoliene și fotovoltaice are loc numai după primirea acceptului de punere sub tensiune, eliberat după caz, de către:

a) DEN pentru centrale electrice cu $P_i > 5$ MW;

b) OR pentru centrale electrice nedispecerizabile ($P_i \leq 5$ MW și $P_i \geq 1$ MW).

6.1.2. Punerea sub tensiune a centralei electrice eoliene sau fotovoltaice se referă strict la instalațiile de producere a energiei electrice (GGE, invertoare) și la mijloacele de compensare auxiliare, dacă este cazul, montate pentru asigurarea cerințelor privind puterea reactivă necesar a fi produsă/compensată de către acestea (CEE și CEF).

6.1.3. Procesul de acordare a acceptului de punere sub tensiune pentru perioada de probe a centralelor electrice eoliene și fotovoltaice este prezentat în anexele nr. 10, 11 și 12 și conține etapele:

a) depunerea documentației tehnice a CEE, respectiv CEF;

b) analiza documentației;

c) depunerea documentelor care atestă realizarea lucrărilor premergătoare punerii sub tensiune și a solicitării pentru punerea sub tensiune pentru perioada de probe;

d) încheierea pentru perioada de probe a convenției de exploatare și, după caz, a contractului/contractelor pentru transportul, distribuția sau furnizarea energiei electrice, cu respectarea normelor în vigoare;

e) acordarea acceptului pentru punerea sub tensiune a centralei electrice.

6.1.4. Depunerea documentației tehnice a CEE, respectiv CEF:

6.1.4.1. Solicitantul transmite documentația tehnică prevăzută în anexa nr. 1 (CEE) sau anexa nr. 2 (CEF):

a) la DEN, cu 6 luni înainte de data previzionată pentru punerea în funcțiune, pentru centrale electrice mai mari de 10 MW;

b) la OR la care se racordează, cu 3 luni înainte de data previzionată pentru punerea în funcțiune, pentru centrale electrice cu puteri cuprinse între 1 și 10 MW inclusiv.

6.1.5. Analiza documentației tehnice

6.1.5.1. În termen de 30 de zile calendaristice de la primirea documentației, DEN analizează documentația pentru centralele electrice cu puteri mai mari de 10 MW, întocmită conform anexei nr. 1, respectiv anexei nr. 2, precum și documentația invertoarelor, respectiv a grupurilor generatoare eoliene. DEN solicită completarea documentației, dacă este cazul, și răspunde în scris solicitantului și spre știința OR aferent privind conformitatea documentației tehnice.

6.1.5.2. În termen de 5 zile lucrătoare de la primirea documentației, OR analizează documentația pentru centralele electrice cu puteri mai mari de 5 MW și mai mici de 10 MW inclusiv, întocmită conform anexei nr. 1, respectiv anexei nr. 2, solicită completarea documentației, dacă este cazul, și transmite documentația completă la DEN.

6.1.5.3. În termen de 20 de zile calendaristice de la primirea documentației, DEN analizează documentația primită de la OR pentru centralele electrice cu puteri mai mari de 5 MW și mai mici de 10 MW inclusiv, documentația invertoarelor, a grupurilor generatoare eoliene, solicită completarea documentației, dacă este cazul, și răspunde în scris solicitantului și spre știința OR aferent privind conformitatea documentației tehnice.

6.1.5.4. În termen de 20 de zile calendaristice de la primirea documentației, OR analizează documentația pentru centralele electrice cu puteri mai mici de 5 MW, solicită completarea acestora, dacă este cazul, și poate solicita informații la DEN privind conformitatea documentației tehnice a grupurilor generatoare eoliene sau a invertoarelor.

6.1.6. Depunerea documentelor care atestă realizarea lucrărilor premergătoare punerii sub tensiune și a solicitării pentru punerea sub tensiune pentru perioada de probe

6.1.6.1. Pentru centrale electrice cu puteri instalate mai mari de 10 MW, solicitantul depune la DEN, cu cel puțin 10 zile lucrătoare înainte de data solicitării punerii sub tensiune a centralei electrice eoliene sau fotovoltaice, următoarele documente:

a) solicitarea pentru punerea sub tensiune pentru perioada de probe, conform anexei nr. 6;

b) documentele care atestă realizarea legăturii de comunicație (cel puțin una din cele două căi redundante) între centrala electrică și rețeaua de comunicație — fibra optică — a OTS;

c) documentele care atestă integrarea centralei electrice în sistemul EMS-SCADA al OTS;

d) documente care atestă integrarea centralei electrice în sistemul de prognoză al OTS;

e) programul de punere în funcțiune a centralei electrice propus, în ordinea de punere în funcțiune a GGE, respectiv a invertoarelor, până la puterea aprobată prin ATR corespunzătoare etapei specificate în ATR (dacă este cazul). OTS are obligația de a publica pe website-ul propriu acest program;

f) datele solicitate în anexa nr. 3, denumirea centrului de dispecer la care urmează a fi arondată centrala electrică și persoanele responsabile din punct de vedere operativ după punerea sub tensiune a centralei electrice;

g) pentru centralele electrice care se racordează în stațiile de transformare aparținând OTS — documente care atestă integrarea analizorului de calitate a energiei electrice montat, în sistemul de monitorizare a calității energiei electrice aparținând OTS, după caz.

6.1.6.2. Pentru centrale electrice cu puteri instalate mai mari de 5 MW și mai mici de 10 MW inclusiv, solicitantul depune la operatorul de rețea, cu cel puțin 10 zile lucrătoare înainte de data solicitării punerii sub tensiune a centralei electrice eoliene sau fotovoltaice, următoarele documente:

a) solicitarea pentru punerea sub tensiune pentru perioada de probe conform anexei nr. 6;

b) documentele care atestă realizarea implementării soluției de agregare și integrare în EMS-SCADA al OTS convenită cu aceasta;

c) documentele care atestă integrarea în sistemele DMS-SCADA ale OD și în EMS-SCADA aparținând OTS pe una din căile menționate la litera b);

d) documente care atestă integrarea centralei electrice în sistemul de prognoză al OTS;

e) programul de punere în funcțiune a centralei electrice propus, în ordinea de punere în funcțiune a GGE, respectiv a invertoarelor, până la puterea aprobată prin ATR corespunzătoare etapei specificate în ATR (dacă este cazul). OTS are obligația de a publica pe website-ul propriu acest program;

f) centrul de dispecer la care urmează a fi arondată centrala electrică și persoanele responsabile din punct de vedere operativ după punerea sub tensiune.

6.1.6.3. În termen de 5 zile lucrătoare de la primirea documentației, OR analizează dacă documentația primită pentru centralele electrice cu puteri mai mari de 5 MW și mai mici de 10 MW inclusiv este completă, conform cerințelor de la pct. 6.1.6.2, solicită completarea documentației, dacă este cazul, și transmite documentația completă la OTS.

6.1.6.4. Pentru centrale electrice cu puteri instalate mai mari de 1 MW și mai mici de 5 MW inclusiv, solicitantul depune la OR, cu cel puțin 10 zile lucrătoare înainte de data solicitării punerii sub tensiune a centralei electrice eoliene sau fotovoltaice, următoarele documente:

a) solicitarea pentru punerea sub tensiune pentru perioada de probe, conform anexei nr. 6;

b) documentele care atestă realizarea legăturii de comunicație cu DMS-SCADA (o cale de comunicație);

c) documentele care atestă integrarea în sistemele DMS-SCADA ale OD. Integrarea se referă cel puțin la integrarea măsurilor P (putere activă) și Q (putere reactivă);

d) programul de punere în funcțiune a centralei electrice, de exemplu: grupuri generatoare, GGE, invertoare, ca succesiune în timp, până la puterea aprobată prin ATR corespunzătoare etapei specificate în ATR (dacă este cazul).

6.1.7. Acceptul pentru punerea sub tensiune a centralei electrice eoliene sau fotovoltaice pentru perioada de probe

6.1.7.1. În termen de 5 zile lucrătoare de la primirea documentației tehnice complete și conforme prevăzute la pct. 6.1.4.1 (anexa nr. 1, respectiv anexa nr. 2) și a documentelor specificate la pct. 6.1.6.1, respectiv 6.1.6.2, DEN

transmite solicitantului și, dacă este cazul, OR acceptul pentru punerea sub tensiune pentru perioada de probe.

6.1.7.2. În termen de 5 zile lucrătoare de la primirea documentației tehnice complete, precum și a documentelor specificate la pct. 6.1.6.4 și pct. 6.1.3 lit. d), OR transmite solicitantului acceptul pentru punerea sub tensiune pentru perioada de probe.

6.1.7.3. Acceptul prevăzut la pct. 6.1.7.1 se emite numai dacă sunt îndeplinite în totalitate următoarele cerințe:

a) sunt instalate protecțiile solicitate prin ATR și reglajele sunt setate la valorile dispuse de către DEN/OD (art. 13 din NT 51), confirmate prin buletine de probe;

b) este dovedită conformitatea elementelor de generare (GGE, invertoare, grupuri generatoare etc.) ce urmează a fi puse în funcțiune cu cerințele normelor tehnice în vigoare, prin certificate de verificare recunoscute pe plan european;

c) sunt îndeplinite și sunt transmise la DEN datele solicitate la pct. 6.1.6.1 și 6.1.6.2, precum și la pct. 6.1.4.1 lit. a) și pct. 6.1.4.1. lit. b), după caz;

d) perioada de punere în funcțiune a centralei electrice, conform programului transmis, inclusiv perioada de efectuare a probelor preliminare se încadrează în perioada de valabilitate a autorizației de înființare acordate de ANRE.

6.1.7.4. DEN emite „Ordinul de investiție cu atribuțiile autorității de conducere prin dispecer” pentru instalațiile aferente, care va fi transmis, după caz, către DET, DED, dispecer producător.

6.1.7.5. În cazul în care răspunsul DEN la solicitarea de punere sub tensiune a CEE/CEF cu puteri mai mari de 5 MW este negativ, DEN transmite solicitantului și spre știință OR, în termen de 5 zile lucrătoare, o listă a neconformităților, precum și amânarea termenului de punere în funcțiune a centralei electrice eoliene sau fotovoltaice până la eliminarea acestora.

6.1.7.6. Dacă răspunsul emis de DEN la solicitarea de punere sub tensiune a centralei electrice cu putere mai mare de 5 MW este afirmativ, echipamentele sunt puse sub tensiune în conformitate cu programul întocmit de către DEC/DET/DED (după caz) împreună cu solicitantul.

6.1.7.7. În termen de 5 zile lucrătoare de la primirea integrală a documentelor specificate la pct. 6.1.6.4, OR transmite solicitantului acceptul de punere sub tensiune a CEE și CEF.

6.1.7.8. În cazul în care răspunsul OR la solicitarea de punere sub tensiune a CEF/CEE cu putere instalată între 1 MW și 5 MW inclusiv este negativ, OR transmite solicitantului, în termen de 5 zile lucrătoare, o listă a neconformităților, precum și amânarea termenului de punere în funcțiune a CEE sau CEF până la eliminarea acestora.

6.1.7.9. Dacă răspunsul emis de OR la solicitarea de punere sub tensiune a CEF/CEE cu putere instalată între 1 MW și 5 MW inclusiv este afirmativ, echipamentele sunt puse sub tensiune în conformitate cu programul întocmit de către DET/DED (după caz) împreună cu solicitantul.

6.1.7.10. Operatorul de rețea pune sub tensiune CEE/CEF în termen de 5 zile lucrătoare de la emiterea acceptului pentru punerea sub tensiune.

6.2. Funcționarea pe perioada de probe

6.2.1. Funcționarea pe perioada de probe reprezintă perioada în care se realizează punerea în funcțiune a echipamentelor de generare, completarea necesarului de echipamente auxiliare (pentru asigurarea necesarului de putere reactivă dacă este cazul, instalații de reglaj de tensiune în PCC etc.) și reglarea echipamentelor componente în scopul de a le aduce la performanțele tehnice solicitate în cerințele de racordare. Perioada de probe se încheie la momentul obținerii certificatului de conformitate tehnică și a certificatului de racordare.

6.2.2. Funcționarea pe perioada de probe dă posibilitatea funcționării și utilizării rețelei în care echipamentele de generare debitează pentru o perioadă limitată de timp, conform reglementărilor în vigoare.

6.2.3. Pe perioada funcționării pe perioada de probe, centrala electrică răspunde ordinelor de dispecer conform celor menționate în anexa nr. 3, prin:

a) deconectare/conectare;

b) modificarea puterii active produse la valoarea dispusă de către dispecer;

c) modificarea puterii reactive injectate/absorbite din rețea la valoarea dispusă de către dispecer.

6.2.4. Probele preliminare pentru verificarea conformității tehnice a centralelor electrice eoliene și fotovoltaice

6.2.4.1. Probele preliminare se efectuează conform prevederilor cuprinse în anexele nr. 4 și 5.

6.2.4.2. Probele preliminare se efectuează după ce a fost pusă în funcțiune cel puțin 90% din puterea instalată prevăzută în ATR pentru fiecare dintre etapele de punere în funcțiune, dacă este cazul.

6.2.4.3. Probele preliminare se efectuează de către o terță parte (societate atestată de tip A), fără participarea reprezentantului DEN/OR (după caz).

6.2.4.4. Documentația completă conținând rezultatele probelor preliminare se transmite la DEN, pentru CEE și CEF cu puteri mai mari de 5 MW.

6.2.4.5. În termen de 15 zile calendaristice DEN analizează documentația cu rezultatele testelor și solicită completări, dacă este cazul.

6.2.4.6. DEN transmite în scris solicitantului eventualele neconformități și stabilește termene de eliminare a acestora.

6.2.4.7. După eliminarea neconformităților, solicitantul cere aprobarea de efectuare a probelor finale de verificare a conformității centralei electrice.

6.2.5. Probele finale pentru verificarea conformității tehnice cu cerințele de conectare ale centralei electrice

6.2.5.1. Pentru centralele electrice cu putere mai mare de 10 MW, solicitantul stabilește cu DEN, cu informarea OR, iar pentru centralele electrice cu putere mai mare de 1 MW și mai mici sau egale cu 10 MW, solicitantul stabilește cu OR o perioadă de efectuare a probelor finale de verificare a conformității, perioadă condiționată de existența condițiilor de funcționare la o putere disponibilă de minimum 60% din puterea instalată aprobată prin ATR pentru etapa de punere în funcțiune (după caz).

6.2.5.2. Pentru centralele electrice cu putere mai mare de 10 MW, solicitantul transmite invitația de participare la probele finale la DEN, iar pentru centralele electrice cu putere mai mică sau egală cu 10 MW solicitantul transmite invitația de participare la probele finale la OR aferent.

6.2.5.3. În termen de 3 zile lucrătoare de la primirea invitației precizate la pct. 6.2.5.2, operatorul de rețea și DEN au obligația de a răspunde solicitantului.

6.2.5.4. Probele finale se efectuează conform prevederilor din anexele nr. 4 și 5.

6.2.5.5. Pentru centralele electrice a căror putere instalată totală este prevăzută în ATR a se realiza în mod etapizat se vor efectua probe preliminare și finale pentru puterea instalată corespunzătoare fiecărei etape.

6.2.5.6. După efectuarea probelor finale de punere în funcțiune a centralei electrice, solicitantul, executantul probelor, DEN și OR (după caz) întocmesc o minută cu referire la neconformitățile semnalate în timpul probelor finale, completările reglajelor existente la nivelul centralei electrice și valorile parametrilor setabili din buclele de reglaj, precum și modul de funcționare a centralei electrice la sfârșitul perioadei de probe.

6.2.5.7. Solicitantul transmite documentația completă conținând rezultatele probelor finale la DEN și OR (după caz).

6.3. Acordarea certificatului de conformitate tehnică CEE și CEF

6.3.1. Pentru centralele electrice dispecerizabile, solicitantul transmite la DEN cererea de emitere a certificatului de conformitate, conform anexei nr. 7, însoțită de următoarele documente:

a) confirmarea setărilor protecțiilor la finalul etapei de punere în funcțiune pentru centralele electrice dispecerizabile cu puteri mai mari de 10 MW;

b) rezultatele probelor finale, inclusiv minuta întocmită la efectuarea acestora;

c) minuta întocmită în urma probelor se transmite și la OR;

d) confirmarea eliminării neconformităților și a realizării dispozițiilor de parametrizare a buclelor de reglaj menționate în minuta întocmită la efectuarea probelor finale;

e) existența și funcționarea unui centru de dispecer de la care pot fi transmise consemne de putere activă și de putere reactivă pentru centrale electrice dispecerizabile cu puteri între 5 și 10 MW inclusiv și consemne de putere activă, reactivă și tensiune, precum și alegere de regimuri reglaj putere reactivă sau tensiune, respectiv funcționare după curba putere-frecvență, pentru centralele electrice cu puteri mai mari de 10 MW racordate în rețeaua OD;

f) integrarea consemnelor schimbate cu EMS-SCADA în reglajele locale ale centralelor electrice dispecerizabile cu puteri mai mari de 10 MW;

g) punerea în funcțiune și integrarea mijloacelor de compensare adiționale în buclele de reglaj putere reactivă și tensiune pentru CEED/CEFD cu puteri mai mari de 10 MW, respectiv în bucla de reglaj de putere reactivă pentru CEF cu puteri mai mari de 5 MW și mai mici de 10 MW inclusiv;

h) enumerarea și respectarea măsurilor pentru evitarea funcționării în insulă.

6.3.2. Pentru CEEND/CEFND, solicitantul transmite la OR o cerere prin care solicită emiterea certificatului de conformitate, conform anexei nr. 7, însoțită de următoarele documente:

a) înregistrări ale calității energiei conform standardului SREN50160 (prin măsurători temporare/permanente), care atestă încadrarea în limitele standardului;

b) respectarea setărilor protecțiilor dispuse de OD;

c) integrarea în DMS-SCADA;

d) pentru CEEND și CEFND verificarea conformității tehnice a grupurilor generatoare eoliene respectiv a invertoarelor, pe baza certificatelor de verificare transmise (anexa nr. 1 și anexa nr. 2);

e) enumerarea măsurilor luate și respectarea lor pentru evitarea funcționării în insulă;

f) rezultatele testelor de verificare realizate conform prezentei proceduri și, dacă este cazul, rezultatele testelor suplimentare solicitate de OR.

6.3.3. DEN emite CDC cu cerințele tehnice de conectare la rețelele de interes public, pentru CEED/CEFD racordată în RET/RED dacă sunt realizate următoarele:

a) rezultatele probelor finale dovedesc conformitatea cu cerințele tehnice;

b) calitatea energiei electrice monitorizată cel puțin 2 săptămâni, pe parcursul testelor, se încadrează în limitele standardului de calitate;

c) după caz, există mijloace de compensare a puterii reactive și acestea sunt integrate în buclele de reglaj aferente;

d) consemnele transmise de DEN prin sistemul EMS-SCADA sunt recepționate și sunt integrate în sistemele proprii de reglaj ale CEED/CEFD cu putere mai mare de 10 MW;

e) integrarea în sistemul de prognoză al DEN;

f) analizorul de calitate a energiei electrice produse de CEED/CEFD racordate în RET este integrat în sistemul OTS de monitorizare a calității energiei electrice;

g) sunt asigurate două căi de comunicație redundante cu sistemul de comunicație al OTS, dintre care calea principală este asigurată prin fibră optică pentru centralele electrice cu puteri mai mari de 10 MW;

h) conformitatea GGE și a invertoarelor componente este dovedită prin certificate de conformitate de tip emise de laboratoare europene recunoscute internațional.

6.3.4. În situația respectării tuturor cerințelor de la pct. 6.3.3., se acordă certificare de conformitate tehnică în condiții definitive.

6.3.5. Pentru capacitățile de generare a căror putere instalată totală este prevăzută în ATR a se realiza în mod etapizat, se acordă certificare pentru fiecare etapă de dezvoltare prevăzută în ATR.

6.3.6. Solicitantul este obligat să respecte Regulamentul pentru conducerea prin dispecer a Sistemului electroenergetic național și Regulamentul general de manevre în instalațiile electrice de medie și înaltă tensiune, aprobate prin ordin al președintelui ANRE.

6.3.7. Pentru CEED/CEFD cu puteri instalate mai mari de 10 MW, DEC (centrul de dispecer cu autoritate de decizie) emite „Ordinul de investiție cu atributele autorității de conducere prin dispecer” pentru instalațiile aferente.

6.3.8. Pentru CEED/CEFD cu puteri instalate cuprinse între 5 MW și 10 MW, DET (centrul de dispecer cu autoritate de decizie) emite „Ordinul de investiție cu atributele autorității de conducere prin dispecer” pentru instalațiile aferente.

6.3.9. Pentru CEEND/CEFND, DED (centrul de dispecer cu autoritate de decizie) emite „Ordinul de investiție cu atributele autorității de conducere prin dispecer” pentru instalațiile aferente.

6.3.10. Certificatul de conformitate pentru CEEND/CEFND se emite de către operatorul de rețea aferent.

6.3.11. În situații excepționale, pentru CEE respectiv CEF cu puteri instalate mai mari de 5 MW se poate acorda CDC în condiții temporare, dar nu mai mult de 6 luni și numai în situația existenței unei singure neconformități.

6.3.12. În situația încălcării repetate a dispozițiilor de dispecer, a limitelor reglementate privind parametrii calității energiei electrice, a realizării performanțelor de funcționare determinate la teste, a lipsei datelor de măsură sau a preluării consemnelor, OTS/OR anunță ANRE cu privire la încălcarea de către solicitanții la piață a reglementărilor tehnice emise de ANRE.

CAPITOLUL VII

Rapoarte și înregistrări

7.1. Cererea de solicitare a certificării conformității, împreună cu documentația tehnică anexată, se păstrează de către DEN.

7.2. Toată documentația tehnică, înregistrările probelor preliminare și finale și alte documente solicitate se păstrează la DEN. Acestea pot fi puse la dispoziția OR la cerere.

7.3. Exemplarul original al certificatului de conformitate (a cărui machetă se găsește în anexa nr. 8) se înmânează solicitantului. O copie a certificatului de conformitate se transmite la ANRE. Emitentul păstrează o copie a acestui certificat.

7.4. OTS asigură transparența datelor privind CEED și CEFD aflate în probe (pe website-ul <http://www.transelectrica.ro/Transparenta/centraleprobe.php>) și situația certificatelor de conformitate emise (conform machetei din anexa nr. 8) pe website-ul <http://www.transelectrica.ro/Transparenta/functionare/Certificarea> conformității cu NT51 a CEED Documentul va cuprinde: data efectuării testelor preliminare, neconformitățile existente, data efectuării testelor finale și tipul certificării tehnice acordate.

7.5. Sinteza procesului de acordare a conformității tehnice a CEE și CEF este prezentată în anexa nr. 9.

CAPITOLUL VIII Dispoziții finale

8.1. Operatorii economici care efectuează teste de conformitate solicită atestare la ANRE în termen de 6 luni de la

intrarea în vigoare a prezentei proceduri. Până la această dată, pot efectua probe, conform prezentei proceduri, operatorii economici acceptați de OTS, conform procedurii „Acceptarea furnizorilor de produse/servicii/lucrări”, cod TEL - 04.08.

8.2. Anexele nr. 1—12 fac parte integrantă din prezenta procedură.

*ANEXA Nr. 1
la procedură*

DATE TEHNICE

necesar a fi transmise pentru centralele electrice eoliene (CEE)

CAPITOLUL I

Date tehnice necesar a fi transmise pentru CEE dispecerizabile cu puteri instalate mai mari de 10 MW

Solicitanții depun la OTS, cu 6 luni înainte de punerea sub tensiune, următoarea documentație:

1. copia ATR și copia contractului de racordare;
2. autorizația de înființare acordată de ANRE;
3. proiectul tehnic al CEE, din care să rezulte: lungimile și caracteristicile tehnice ale cablurilor și ale racordului la stația/celula aparținând OD sau OTS, modul de conectare a GGE și a instalațiilor auxiliare, precum și schema electrică monofilară a stației și a centralei (conform anexei nr. 1.1);

4. schemele de reglare (în detaliu) putere activă, putere reactivă, tensiune, la nivelul CEE, în scopul evidențierii modului în care:

- este preluată măsura de frecvență pentru implementarea curbei P-f;

- este implementată relația frecvență — putere activă conform art. 10 din NT 51;

- consemnele de P (putere activă), Q (putere reactivă), U (tensiune), inclusiv selectarea regimurilor de funcționare la nivelul CEED putere reactivă/tensiune, sunt preluate de la DEC/centrul de dispecer;

- este preluată măsura de tensiune în reglajul tensiunii în PCC;

- este preluată măsura de putere reactivă în reglajul tensiunii în PCC;

- schemele de reglaj U/Q asigură:

- reglajul continuu al tensiunii în limitele de variație ale tensiunii din PCC utilizând în întregime diagrama P—Q a CEE din PCC, toate mijloacele auxiliare și toate ploturile transformatoarelor cu reglaj sub sarcină;

- reglajul continuu al puterii reactive în PCC se va realiza în limitele diagramei P—Q a CEE din PCC (ca generator echivalent), prin utilizarea completă a puterii reactive posibil a fi furnizată de GGE în cadrul propriilor diagrame P—Q și a mijloacelor de reglaj auxiliare;

5. modelul matematic al GGE, al întregii centrale și al mijloacelor de compensare a puterii reactive în punctul de conectare la valoarea de 0,95 inductiv ÷ 0,95 capacitiv și asigurarea schimbului de putere reactivă nulă cu sistemul la putere activă nulă produsă de CEE;

6. studiul de rețea pentru calculul necesarului de putere reactivă în punctul de racordare, pentru îndeplinirea cerințelor art. 16 din NT 51 (0,95 inductiv ÷ 0,95 capacitiv) pe toată plaja de putere activă, cu asigurarea schimbului de reactiv nul cu sistemul în situația în care puterea activă produsă este nulă. Se

va atașa diagrama P—Q a CEE în punctul de conectare (inclusiv contribuția tuturor GGE și a mijloacelor auxiliare);

7. studiul de regim dinamic al CEE și al zonei pentru determinarea măsurilor de evitare a funcționării insularizate a acesteia (conform cerinței de la art. 18 din NT 51);

8. datele tehnice necesare efectuării calculului de regimuri staționare și dinamice (conform anexelor nr. 1.1 și 1.3);

9. datele tehnice ale echipamentelor primare: trafo 110 kV/MT, trafo MT/JT, datele tehnice — electrice ale GGE, inclusiv parametrii electrici, schemele de reglare și protecțiile corespunzătoare (conform anexei nr. 1.2);

10. pentru fiecare tip de GGE care se va monta, copii ale documentelor și certificatelor de verificare și ale înregistrărilor parametrilor măsoarați la testare, realizate de firme internaționale specializate, recunoscute pe plan european, care să ateste:

- verificarea curbei de capabilitate P—Q;

- trecerea peste defect;

- funcționarea GGE în plaja de frecvență (47,5 ÷ 52) Hz, la viteze de variație ale frecvenței de 1 Hz/sec, la variațiile de tensiune (0,9 ÷ 1,1) x Un;

- perturbațiile introduse din punctul de vedere al calității energiei electrice (armonice și flicker);

- modul de răspuns la variații ale consemnelor P și Q.

Certificatele vor fi însoțite de înregistrările efectuate în cadrul acestor teste (pentru LVRT, precum și reglajul P și Q);

11. datele tehnice necesare calculului aferente reglajelor protecțiilor (conform anexelor nr. 1.2 și nr. 1.3);

12. proiectul de telecomunicații care menționează calea principală de comunicație dintre CEED și stația de racord la sistemul EMS-SCADA al OTS. Calea principală de comunicație va fi realizată pe fibră optică, fiind prevăzută și o cale de rezervă. Proiectele de telecomunicații trebuie să fie avizate în ședința CTES al OTS. Calea principală de comunicație utilizată la integrarea în DMS-SCADA este cea de transmitere a datelor de decontare extrase din grupul de decontare, respectiv contor de decontare. Proiectele de telecomunicații trebuie să fie avizate în ședința CTES al operatorului de distribuție;

13. asigurarea integrării CEE în EMS-SCADA. Acordul pentru prima punere în funcțiune a CEE este condiționat de documentul care atestă integrarea în EMS-SCADA a CEED. Pentru integrarea CEED în sistemul EMS-SCADA se va prezenta dovada verificării schimbului de semnale;

14. programul de punere în funcțiune, etapizat, pentru CEE, începând cu punerea în funcțiune a stației, a racordului, a GGE. Programul va fi detaliat pe paliere de putere instalată;

15. caracteristicile tehnice ale analizorului de calitate a energiei electrice, care va fi montat în punctul de racordare, în situația în care CEE este racordată într-o stație care aparține OTS. Analizorul trebuie să fie de clasă A, certificat PSL și să fie

capabil să transmită fișiere de tip „SQL”, „PQDIF”, „.txt” sau „.xls” în structura impusă de sistemul de monitorizare a calității energiei electrice al OTS. Acesta va fi integrat în sistemul de monitorizare a calității energiei electrice al OTS;

16. procesul-verbal care atestă integrarea în sistemul de prognoză al OTS;

17. procedura furnizorului de echipamente pentru punerea în funcțiune a GGE;

18. datele necesare emiterii ordinului de investiție, conform prevederilor din anexa nr. 3 la procedură.

Datele solicitate la pct. 8, 9, 11 și 18 se transmit cu cel puțin 60 de zile calendaristice înainte de punerea în funcțiune.

CAPITOLUL II

Date tehnice necesar a fi transmise pentru CEED cu puteri instalate mai mari de 5 MW și mai mici sau egale cu 10 MW

Solicitanții depun la OR, cu 3 luni înainte de punerea sub tensiune, următoarea documentație:

1. copia ATR și copia contractului de racordare;

2. autorizația de înființare acordată de ANRE;

3. proiectul tehnic al CEE, din care să rezulte: lungimile și caracteristicile tehnice ale cablurilor și ale racordului la stația/celula aparținând OD sau OTS, modul de conectare a GGE și a instalațiilor auxiliare, precum și schema electrică a stației și a centralei (conform anexei nr. 1.1);

4. schemele de reglare (în detaliu) putere activă la nivelul CEE;

5. modelul matematic al GGE;

6. studiul de regim dinamic al CEE și al zonei pentru determinarea măsurilor de evitare a funcționării insularizate a acesteia (conform cerinței de la art. 18 din NT 51);

7. datele tehnice necesare efectuării calculului de regimuri staționare și dinamice (conform anexei nr. 1.1 și cerinței de la art. 18 din NT 51);

8. datele tehnice ale echipamentelor primare: trafo 110 kV/MT, trafo MT/JT aferente GGE, inclusiv parametrii electrici și schemele de reglare, protecțiile corespunzătoare (conform anexei nr. 1.2);

9. pentru fiecare tip de GGE care se va monta, copii ale documentelor și certificatelor de verificare și ale înregistrărilor parametrilor mășurați la testare, realizate de firme internaționale specializate, recunoscute pe plan european, care să ateste:

— verificarea curbei de capabilitate P—Q;

— trecerea peste defect;

— funcționarea GGE în plaja de frecvență ($47,5 \div 52$) Hz, la viteze de variație ale frecvenței de 1 Hz/sec, la variațiile de tensiune ($0,9 \div 1,1$) x Un;

— perturbațiile introduse din punctul de vedere al calității energiei electrice (armonice și flicker);

— modul de răspuns la variații ale consemnelor P și Q.

CertIFICATELE vor fi însoțite de înregistrările efectuate în cadrul acestor teste (pentru LVRT, precum și reglajul P și Q);

10. datele tehnice necesare calculului aferent reglajelor protecțiilor (conform anexelor nr. 1.2 și 1.3);

11. proiectul de telecomunicații care menționează calea principală de comunicație și integrarea în DMS-SCADA al OR. Calea principală de comunicație utilizată la integrarea în DMS-SCADA este cea de transmitere a datelor de decontare extrase din grupul de decontare, respectiv contor de decontare. Proiectele de telecomunicații trebuie să fie avizate în CTES al OD. Pentru situația în care nu există legătură între centrul DMS-SCADA al OR și EMS-SCADA al OTS (pentru o perioadă

intermediară până în 2016), datele P, Q, U și poziție întreruptor se transmit fie direct într-un punct de interfață cu sistemul de comunicație al OTS de la centrul de dispecer la care este arondat, fie într-un centru intermediar de colectare al datelor convenit cu OR;

12. documentul ce atestă integrarea CEE în EMS-SCADA. Acordul pentru prima punere în funcțiune a CEE este condiționat de documentul care atestă integrarea în EMS-SCADA a CEE prin DMS-SCADA sau, pentru o perioadă de timp până în 2016, prin soluția tehnică convenită cu OTS, conform NT 51;

13. programul de punere în funcțiune a CEE, etapizat, începând cu punerea în funcțiune a stației electrice, a racordului, a GGE;

14. procesul-verbal care atestă integrarea în sistemul de prognoză al OTS;

15. datele necesare emiterii ordinului de investiție, prevăzute în anexa nr. 3 la procedură.

Datele solicitate la pct. 8, 9, 11 și 15 se transmit cu cel puțin 60 de zile calendaristice înainte de punerea în funcțiune.

CAPITOLUL III

Date tehnice necesar a fi transmise pentru CEE nedispecerizabile, cu puteri instalate mai mari de 1 MW și mai mici sau egale cu 5 MW

Solicitanții depun la OR la care se racordează, cu 3 luni înainte de punerea sub tensiune, următoarea documentație:

1. copia ATR și copia contractului de racordare;

2. proiectul tehnic al CEE, din care să rezulte: lungimile și caracteristicile tehnice ale cablurilor și ale racordului la stația/celula aparținând OD sau OTS, modul de conectare al GGE și al instalațiilor auxiliare și totodată schema electrică a stației și a centralei (conform anexei nr. 1.1);

3. integrarea agregată în sistemul EMS-SCADA conform art. 32 din NT 51;

4. modelul matematic simplificat al GGE, furnizat de producătorul acestora;

5. la cererea DEN (pentru cazuri specificate), datele tehnice necesare efectuării calculului de regimuri staționare și dinamice (conform anexei nr. 1.1);

6. la cererea DEN (pentru cazuri specificate), datele tehnice ale echipamentelor primare: trafo 110 kV/MT, trafo MT/JT aferente GGE, inclusiv parametrii electrici și schemele de reglare, protecțiile corespunzătoare (conform anexelor nr. 1.2 și 1.3);

7. pentru fiecare tip de GGE ce se va monta, copii ale documentelor și certificatelor de verificare și ale înregistrărilor parametrilor mășurați la testare, realizate de firme internaționale specializate, recunoscute pe plan european, care să ateste:

— verificarea curbei de capabilitate P—Q;

— trecerea peste defect;

— funcționarea GGE în plaja de frecvență ($47,5 \div 52$) Hz, la viteze de variație ale frecvenței de 1 Hz/sec., la variațiile de tensiune ($0,9 \div 1,1$) x Un;

— perturbațiile introduse din punctul de vedere al calității energiei electrice (armonice și flicker);

— modul de răspuns la variații ale consemnelor P și Q.

CertIFICATELE vor fi însoțite de înregistrările efectuate în cadrul acestor teste (pentru LVRT, precum și reglajul P și Q);

8. proiectul de telecomunicații care menționează calea principală de comunicație utilizată la integrarea în DMS-SCADA, prin care se transmit datele de decontare extrase din grupul de decontare, respectiv contor de decontare. Proiectele de telecomunicații trebuie să fie avizate în ședința CTES al OD.

Date necesare calculului regimurilor staționare, al curenților de scurtcircuit și date dinamice pentru CEE

CAPITOLUL I

Date aferente CEED, necesare la calculul regimurilor staționare și curenților de scurtcircuit

Datele aferente CEED, necesare la calculul regimurilor staționare și curenților de scurtcircuit, sunt următoarele:

- schema electrică a întregii centrale electrice eoliene și a stației de racord la sistem;
- lungimea tuturor cablurilor din CEED și lungimea LEA sau LES dintre CEED și stația de racordare la sistem;
- parametrii electrici specifici tuturor cablurilor și liniilor;

Parametrii liniilor și/sau cablurilor	
Tip (material)	
R_+	$[\Omega/\text{km}]$ la 20°C
X_+	$[\Omega/\text{km}]$
C_+	$[\mu\text{Farad}/\text{km}]$
R_0	$[\Omega/\text{km}]$
X_0	$[\Omega/\text{km}]$
S	$[\text{mm}^2]$
U_n	$[\text{kV}]$

d) date referitoare la GGE care alcătuiesc centrala electrică eoliană: număr, puterea activă nominală, diagrama P-Q a fiecărui tip de GGE, precum și viteza de variație a puterii active;

e) pentru unitățile de transformare MT/110 kV, MT/MT kV: puterea nominală a înfășurărilor, tensiunile nominale, pierderile în gol, pierderile în cupru, tensiunea de scurtcircuit, curentul de mers în gol, grupa de conexiuni, reglajul tensiunii (tipul de reglaj, domeniul de reglaj, inclusiv numărul plotului nominal, numărul maxim al ploturilor), tratarea neutrului;

f) date privind sistemul de compensare a puterii reactive (de exemplu, dacă sunt instalate baterii de condensatoare: numărul de trepte, puterea instalată pe fiecare treaptă) și indicarea pe schema electrică solicitată a locului de instalare a sistemului de compensare.

CAPITOLUL II

Date dinamice pentru CEED și CEEND

Datele dinamice pentru CEED și CEEND sunt următoarele:

- tipul grupului turbină-generator eolian (de exemplu, cu dublă alimentare, conversie completă);
- puterea nominală;
- schema logică de funcționare a GGE;
- modelul matematic al GGE și parametrii modelului;
- sistemul de reglaj electric: scheme de reglaj și parametri (reglaj Q pentru CEEND; reglaj P, Q pentru CEED cu puteri între 5 și 10 MW inclusiv și reglaj P, Q, U pentru CEED cu puteri mai mari de 10 MW);
- parametrii pentru modelarea GGE; schema și parametri pentru limite de curent la convertor;
- sistemele de reglaj pentru centrală: scheme de reglaj, parametri — pentru CEED;
- măsurile pentru trecere peste defect: model dinamic, parametri — pentru CEEND;
- protecții la variații de tensiune: „trecerea peste defect — tensiune scăzută sau zero” (LVRT, ZVRT) — pentru CEED și CEEND;
- alte funcții speciale: „logica de putere la tensiune scăzută”, participare la reglajul de frecvență etc. — pentru CEED și CEEND;

k) echivalentul dinamic al centralei electrice eoliene;

l) modelul GGE și modelul sistemelor de reglaj la nivel de centrală în formă de diagrame (incluzând funcțiile matematice), precum și setul de parametri corespunzător. Ca alternativă se poate specifica asimilarea cu un model generic din una din aplicațiile PSSE v32 — software dedicat simulării regimurilor statice și dinamice ale sistemelor electrice (se vor furniza obligatoriu și fișierele tip „dll”) sau Eurostag v4.5 — software dedicat simulării regimurilor dinamice ale sistemelor electrice, pentru care se furnizează parametrii. În cazul în care modelul include funcții suplimentare de reglaj sau caracteristici specifice, acestea se vor menționa și se vor adăuga scheme grafice.

Date necesare calculului de protecții

1. Datele necesare efectuării calculului de protecții se transmit la DEN cu cel puțin 30 de zile înainte de data la care se solicită punerea în funcțiune pentru perioada de probe.

2. Datele necesare calculului de protecții sunt:

A. Pentru centrala electrică eoliană — pentru CEED cu puteri mai mari de 10 MW, CEED cu puteri între 5 MW și 10 MW, respectiv CEEND racordate în 110 kV:

1. proiectul tehnic complet (circuite electrice primare și secundare) aferent centralei electrice eoliene;

2. caracteristicile electrice ale GGE instalate și ale transformatoarelor aferente, regimurile de funcționare, inclusiv valorile curenților de scurtcircuit trifazat la bornele ansamblului convertor + transformator (pe partea de MT);

3. protecțiile proprii ale GGE pentru defecte interne și externe, reglajele și timpii de acționare;

4. contribuția la scurtcircuit pe bara de MT a stației de racord, a fiecărui GGE ce sunt conectate prin același cablu;

5. caracteristicile electrice, protecțiile proprii cu reglajele aferente și automatizările de conectare/deconectare ale elementelor de compensare a puterii reactive.

B. Pentru stația racord la RED/RET — pentru CEED cu puteri mai mari de 10 MW, CEED cu puteri între 5 MW și 10 MW, respectiv CEEND racordate în 110 kV:

1. proiectul tehnic complet (circuite electrice primare și secundare) aferent stației electrice de racord a CEE la RED/RET;

2. caracteristicile electrice ale transformatoarelor de putere 110 kV/MT, documentația, softul și reglajele terminalelor de protecție ale acestora;

3. documentația completă și software-ul aferent terminalelor de protecție a liniei/liniilor de racord;

4. caracteristicile electrice și geometrice ale FO-OPGW pentru fiecare tronson de linie [rezistență electrică specifică la 20°C (Ω/km), secțiunea nominală [mmp], raza conductorului (cm)], dacă FO-OPGW a fost montată cu ocazia PIF a CEE.

C. Pentru stațiile adiacente stației de racord a CEE (dacă este cazul):

1. documentația completă a proiectului tehnic (partea electrică — circuite primare și secundare, schema bloc a protecțiilor și matricea de declanșare) dacă, în vederea PIF a

CEE, au fost necesare înlocuiri de echipamente primare și/sau completări în schema de protecție a liniilor respective;

2. documentația completă și software-ul aferent terminalelor de protecție ce urmează a se monta pe partea de 110 kV în stațiile adiacente stației de racord a CEED.

*ANEXA Nr. 1.3
la anexa nr. 1 la procedură*

Datele echipamentelor CEE necesare calculelor de protecții

1. Model date generator (mașină sincronă*)

Generator:

Fabricație:

Tip:

S_{nom} :	[MVA]	P_{nom} :	[MW]	U_{nom} :	[V]	I_{nom} :	[A]
N_{nom} :	[rot/min]	$\cos\varphi_{nom}$:					
X_d :	[%]	X_{dprim} :	[%]	X_{dsec} :	[%]		
X_q :	[%]	X_{qprim} :	[%]	X_{qsec} :	[%]		
X_{hom} :	[%]	X_{invers} :	[%]	$T_{lansare}$:	[s]		

Excitație:

Fabricație:

Tip:

U_{excit} :	[V]	I_{excit} :	[A]	$I_{forțare}$:	[A]	$T_{forțare}$:	[s]
---------------	-----	---------------	-----	-----------------	-----	-----------------	-----

2. Model date generator asincron* cu dublă alimentare

Generator:

Fabricație:

Tip:

S_{nom} :	[MVA]	P_{nom} :	[MW]
U_{nom} :	[V]	I_{nom} :	[A]
N_{nom} :	[rot/min]	$\cos\Phi_{nom}$:	
X_d :	[%]	X_d' :	[%]
X_d'' :	[%]	X_q :	[%]
X_q' :	[%]	X_q'' :	[%]
$X_{invers} (X2)$:	[%]		

* Valoarea de scurtcircuit a curenților I_3 (curent de scurtcircuit trifazat), I_1 (curent de scurtcircuit monofazat), raportat la tensiunea înfășurării de MT a transformatorului pentru ansamblul generator + transformator JT/MT + convertor.

3. Model date transformator cu 3 înfășurări

Trafo:

Fabricație:

Tip:

Cuvă:

Miez:	coloane	Nr.înf.:	Conex:		
S_{nom1} :	[MVA]	U_{nom1} :	[kV] $*U_{sc. IM}$:	[%] Psc. IM:	[kW]
S_{nom2} :	[MVA]	U_{nom2} :	[kV] $*U_{sc. IJ}$:	[%] Psc. IJ:	[kW]
S_{nom3} :	[MVA]	U_{nom3} :	[kV] $*U_{sc. MJ}$:	[%] Psc. MJ:	[kW]

* De precizat puterea la care sunt măsurate.

I_{gol} :	[%]	P_{gol} :	[kW]				
Inf. reglaj:							
Reglaj tens.:		U_{pmax} :	[kV]	U_{pmin} :	[kV]	U_{plot} :	[kV]
		U_{scpmax} :	[%]	U_{scpmin} :	[%]	U_{scpmed} :	[%]

Nivel izolație neutru:

Tratare neutru: #

Observație: În cazul în care neutrul stelilor transformatorului este legat printr-o impedanță la pământ, se vor preciza valorile rezistenței și reactanței impedanței de conectare la pământ.

4. Model date transformator cu două înfășurări

Fabricație:

Tip:

Nr. înf.:

Niv. izolație neutru:

Conex:

S_{nom} :	[MVA]	$U_{nom I}$:	[kV]	$U_{nom J}$:	[kV]	$U_{scc. IJ}$:	[%]
$I_{gol I}$:	[%]	$I_{gol J}$:	[%]				
P_{agol} :	[kW]	$P_{ascc. IJ}$:	[kW]				
U_{pmax} :	[kV]	U_{pmin} :	[kV]	U_{plot} :	[kV]	Rap. Tens. IJ:	
$U_{scc.max}$:	[%]	$U_{scc.min}$:	[%]	$U_{scc. Nom.}$:	[%]		

Tratare neutru: #

Observație: În cazul în care neutrul stelelor transformatorului este legat printr-o impedanță la pământ, se vor preciza valorile rezistenței și reactanței impedanței de conectare la pământ.

5. Model date cablu

Cablu: (Cu sau Al)

Fabricație:

Tip:

Secțiune:

U_n :

Parametrii de secvență directă și homopolară (se precizează T la care sunt măsurati.)

$R_+ = [\Omega/m]$ $X_+ = [\Omega/m]$ $C_+ = [\mu\text{Farad}/m]$

$R_0 = [\Omega/m]$ $X_0 = [\Omega/m]$ $C_0 = [\mu\text{Farad}/m]$

Parametrii de cuplaj mutual (unde este cazul)
lungimea de cuplaj:

$R_{m0} = [\Omega/m]$ $X_{m0} = [\Omega/m]$

*ANEXA Nr. 2
la procedură*

Date tehnice necesar a fi transmise pentru centralele electrice fotovoltaice (CEF)

CAPITOLUL I

Date tehnice necesar a fi transmise pentru CEF dispecerizabile cu puteri instalate mai mari de 10 MW

Solicitanții depun la OTS, cu 6 luni înainte de punerea sub tensiune, următoarea documentație:

1. copia ATR și copia contractului de racordare;

2. autorizația de înființare acordată de ANRE;

3. proiectul tehnic al CEF, din care să rezulte: lungimile și caracteristicile tehnice ale cablurilor și ale racordului la stația/celula aparținând OD sau OTS, modul de conectare a invertoarelor și a instalațiilor auxiliare, precum și schema electrică a stației și a centralei (conform anexei nr. 2.1);

4. schemele de reglare (în detaliu) putere activă, putere reactivă, tensiune, la nivelul CEF, în scopul evidențierii modului în care:

— este preluată măsura de frecvență pentru implementarea curbei P-f;

— este implementată relația frecvență — putere activă, conform art. 9 din NT 30;

— consemnele de P, Q, U, inclusiv selectarea regimurilor de funcționare la nivelul CEFD putere reactivă/tensiune, sunt preluate de la DEC/centrul de dispecer;

— este preluată măsura de tensiune în reglajul tensiunii în PCC;

— este preluată măsura de putere reactivă în reglajul tensiunii în PCC;

5. modelul matematic al invertoarelor, al întregii centrale și al mijloacelor de compensare a puterii reactive în punctul de conectare la valoarea de 0,90 inductiv ÷ 0,90 capacitiv și asigurarea schimbului de putere reactivă nulă cu sistemul la putere activă nulă produsă de CEF (conform cerinței de la art. 17 din NT 30);

6. studiul de rețea pentru calculul necesarului de putere reactivă în punctul de racordare (0,90 inductiv ÷ 0,90 capacitiv) pe toată plaja de putere activă, cu asigurarea schimbului de reactiv nul cu sistemul în situația în care puterea activă produsă este nulă [conform cerințelor de la art. 13 alin. (1) și (3) din NT 30]. Se va atașa diagrama P – Q a CEF în punctul de conectare;

7. studiul de regim dinamic al CEF și al zonei pentru determinarea măsurilor de evitare a funcționării insularizate a acesteia (conform cerinței de la art. 15 al NT 30);

8. datele tehnice necesare efectuării calculului de regimuri staționare și dinamice (conform anexei nr. 2.2);

9. datele tehnice ale echipamentelor primare: invertoare, trafo 110 kV/MT, trafo MT/JT, inclusiv parametrii electrici, schemele de reglare și protecțiile corespunzătoare (conform anexei nr. 2.2);

10. pentru fiecare tip de inverter ce se va monta, copii ale documentelor și certificatelor de verificare (conform cerinței de la art. 16 al NT 30) și ale înregistrărilor parametrilor măsurati la

testare, realizate de firme internaționale specializate, recunoscute pe plan european, care să ateste:

- verificarea curbei de capacitate P—Q;
- trecerea peste defect;
- funcționarea inverterului în plaja de frecvență (47,5 ÷ 52) Hz, la viteze de variație ale frecvenței de 1 Hz/sec., la variațiile de tensiune (0,9 ÷ 1,1) x Un;
- perturbațiile introduse din punct de vedere al calității energiei electrice (armonice și flicker);
- modul de răspuns la variații ale consemnului P și Q.

Certificatele vor fi însoțite de înregistrările efectuate în cadrul acestor teste (pentru LVRT, precum și reglajul P și Q);

11. toate datele tehnice necesare calculului aferent reglajelor protecțiilor (conform anexelor nr. 2.2 și 2.3);

12. proiectul de telecomunicații care menționează calea principală de comunicație dintre CEFD și stația de racord la sistemul EMS-SCADA al OTS. Calea principală de comunicație va fi realizată pe fibră optică, fiind prevăzută și o cale de rezervă. Proiectele de telecomunicații trebuie să fie avizate în ședința CTES al OTS. Calea principală de comunicație utilizată la integrarea în DMS-SCADA este cea de transmitere a datelor de decontare extrase din grupul de decontare, respectiv contor de decontare. Proiectele de telecomunicații trebuie să fie avizate în ședința CTES al OD;

13. asigurarea integrării CEFD în EMS-SCADA. Acordul pentru prima punere în funcțiune a CEFD este condiționat de documentul care atestă integrarea în EMS-SCADA a CEFD și de documentul prin care se atestă transmiterea semnalului de la grupul de măsură și recepționarea acestuia la punctul central. Pentru integrarea CEFD în sistemul EMS-SCADA se va prezenta dovada verificării schimbului de semnale;

14. programul de punere în funcțiune a CEFD, etapizat, începând cu punerea în funcțiune a stației, a racordului, a invertoarelor. Programul va fi detaliat pe paliere de putere instalată și tipuri de teste interne efectuate;

15. caracteristicile tehnice ale analizorului de calitate a energiei electrice, care va fi montat în punctul de racordare, în situația în care CEF este racordată într-o stație care aparține OTS. Analizorul trebuie să fie de clasă A, certificat PSL și să fie capabil să transmită fișiere de tip „SQL”, „PQDIF”, „.txt” sau „.xls” în structura impusă de sistemul de monitorizare a calității energiei electrice al OTS. Acesta va fi integrat în sistemul de monitorizare a calității energiei electrice al OTS;

16. procedura furnizorului de echipamente pentru punerea în funcțiune a invertoarelor;

17. datele necesare emiterii ordinului de investiție, conform anexei nr. 3 la procedură.

Datele solicitate la pct. 4, 8, 9, 11 și 17 se transmit cu cel puțin 60 de zile calendaristice înainte de punerea în funcțiune.

CAPITOLUL II

Date tehnice necesare a fi transmise pentru CEF dispecerizabile cu puteri instalate mai mari de 5 MW și mai mici sau egale cu 10 MW

Solicitanții depun la OR, cu 3 luni înainte de punerea sub tensiune, următoarea documentație:

1. copia ATR și copia contractului de racordare;
2. autorizația de înființare acordată de ANRE;
3. proiectul tehnic al CEF, din care să rezulte: lungimile și caracteristicile tehnice ale cablurilor și ale racordului la stația/celula aparținând OD sau OTS, modul de conectare al invertoarelor și al instalațiilor auxiliare și totodată schema electrică a stației și a centralei (conform anexei nr. 2.1);
4. schemele de reglare (în detaliu) putere activă și putere reactivă la nivelul CEF, în scopul evidențierii modului în care:
 - sunt preluate și modificate consemnele de P și Q;
 - este preluată măsura de putere reactivă la nivel CEF;
5. modelul matematic al invertoarelor, al întregii centrale și al mijloacelor de compensare a puterii reactive în punctul de

conectare (dacă este cazul) la valoare de 0,90 inductiv + 0,90 capacitiv și asigurarea schimbului de putere reactivă nulă cu sistemul la putere activă nulă produsă de CEF (conform cerinței de la art. 17 al NT 30);

6. studiul de rețea pentru calculul necesarului de putere reactivă în punctul de racordare, pentru îndeplinirea cerințelor art. 13 din NT 30 (0,90 inductiv + 0,90 capacitiv) pe toată plaja de putere activă, cu asigurarea schimbului de reactiv nul cu sistemul în situația în care puterea activă produsă este nulă. Se va atașa diagrama P—Q a CEF în punctul de racordare;

7. studiul de regim dinamic al CEF și al zonei pentru determinarea posibilităților de funcționare insularizată a acesteia (conform cerinței de la art. 15 al NT 30);

8. datele tehnice necesare efectuării calculului de regimuri staționare și dinamice (conform anexei nr. 2.2);

9. datele tehnice ale echipamentelor primare: invertoare, trafo 110 kV/MT, trafo MT/JT, inclusiv parametrii electrici, și schemele de reglare și protecțiile corespunzătoare (conform anexei nr. 2.2);

10. pentru fiecare tip de inverter ce se va monta, copii ale documentelor și certificatelor de verificare (conform cerinței de la art. 16 al NT 30) și ale înregistrărilor parametrilor mășurați la testare, realizate de firme internaționale specializate, recunoscute pe plan european, care să ateste:

- verificarea curbei de capacitate P—Q;
- trecerea peste defect;
- funcționarea inverterului în plaja de frecvență (47,5 ÷ 52) Hz, la viteze de variație ale frecvenței de 1 Hz/sec., la variațiile de tensiune (0,9 ÷ 1,1) x Un;
- perturbațiile introduse din punct de vedere al calității energiei electrice (armonice și flicker);
- modul de răspuns la variații ale consemnului P și Q.

Certificatele vor fi însoțite de înregistrările efectuate în cadrul acestor teste (pentru LVRT, precum și reglajul P și Q);

11. datele tehnice necesare calculului aferent reglajelor protecțiilor (conform anexei nr. 2.2 și anexei nr. 2.3);

12. proiectul de telecomunicații care menționează calea principală de comunicație și integrarea în DMS-SCADA al OR. Calea principală de comunicație utilizată la integrarea în DMS-SCADA este cea de transmitere a datelor de decontare extrase din grupul de decontare, respectiv contor de decontare. Proiectele de telecomunicații trebuie să fie avizate în CTES al OD. Pentru situația în care nu există legătură între centrul DMS-SCADA al OR și EMS-SCADA al OTS (pentru o perioadă intermediară până în 2016), datele P, Q, U și poziție întreruptor se transmit fie direct într-un punct de interfață cu sistemul de comunicație al OTS de la centrul de dispecer la care este arondat, fie într-un centru intermediar de colectare al datelor convenit cu OR;

13. asigurarea integrării CEFD în EMS-SCADA. Acordul pentru prima punere în funcțiune a CEFD este condiționat de documentul care atestă integrarea în DMS-SCADA sau EMS-SCADA a CEFD;

14. programul de punere în funcțiune a CEFD, etapizat, începând cu punerea în funcțiune a stației, a racordului, a invertoarelor;

15. caracteristicile tehnice ale analizorului de calitate a energiei electrice, care va fi montat în punctul de racordare, în situația în care CEF este racordată într-o stație care aparține OTS. Analizorul trebuie să fie de clasă A, certificat PSL și să fie capabil să transmită fișiere de tip „SQL”, „PQDIF”, „.txt” sau „.xls” în structura impusă de sistemul de monitorizare a calității energiei electrice al OTS. Acesta va fi integrat în sistemul de monitorizare a calității energiei electrice al OTS;

16. procedura furnizorului de echipamente pentru punerea în funcțiune a invertoarelor;

17. datele necesare emiterii ordinului de investiție, conform anexei nr. 3 la procedură.

Datele solicitate la pct. 4, 8, 9, 11 și 17 se transmit cu cel puțin 60 de zile calendaristice înainte de punerea în funcțiune.

CAPITOLUL III

Date tehnice necesare a fi transmise pentru CEF nedispecerizabile cu puteri instalate mai mici de 5 MW

Solicitanții depun la OR la care se racordează, cu 3 luni înainte de punerea sub tensiune, următoarea documentație:

1. copia ATR și copia contractului de racordare;
2. proiectul tehnic al CEFND din care să rezulte: lungimile și caracteristicile tehnice ale cablurilor și ale racordului la stația/celula aparținând OD sau OTS, modul de conectare a invertoarelor și a instalațiilor auxiliare, precum și schema electrică a stației și a centralei (conform anexei nr. 2.1);
3. modelul matematic simplificat al invertoarelor, furnizat de producătorul acestora;
4. calculul necesarului de putere reactivă în punctul de racordare, pentru îndeplinirea cerințelor de la art. 13 din NT 30 (0,90 inductiv ÷ 0,90 capacitiv) pe toată plaja de putere activă, cu asigurarea schimbului de reactiv nul cu sistemul în situația în care puterea activă produsă este nulă, precum și diagrama P—Q a invertoarelor;

5. datele tehnice CEFND, necesare efectuării calculelor de regimuri staționare și dinamice (conform anexei 2.1);

6. la cererea DEN (pentru cazuri specificate), datele tehnice ale echipamentelor primare ale CEFND: invertoare, trafo 110 kV/MT, trafo MT/JT, inclusiv parametrii electrici și schemele de reglare, precum și protecțiile corespunzătoare (conform anexelor nr. 2.2. și 2.3.);

7. pentru fiecare tip de inverter ce se va monta, copii ale documentelor și certificatelor de verificare (conform cerinței de la art. 16 al NT 30) și ale înregistrărilor parametrilor mășurați la testare, realizate de firme internaționale specializate, recunoscute pe plan european, care să ateste:

- verificarea curbei de capacitate P—Q;
- trecerea peste defect;
- funcționarea inverterului în plaja de frecvență (47,5 ÷ 52) Hz, la viteze de variație ale frecvenței de 1 Hz/sec. la variațiile de tensiune (0,9 ÷ 1,1) x Un;
- perturbațiile introduse din punct de vedere al calității energiei electrice (armonice și flicker);
- modul de răspuns la variații ale consemnelor P și Q.

CertIFICATELE vor fi însoțite de înregistrările efectuate în cadrul acestor teste (pentru LVRT, precum și reglajul P și Q).

OR transmite la DEN documentele precizate la pct. 1—7.

ANEXA Nr. 2.1

la anexa nr. 2 la procedură

Date necesare calculului regimurilor staționare, al curenților de scurtcircuit și date dinamice pentru CEF

CAPITOLUL I

Date referitoare la CEFD, necesare la calculul regimurilor staționare și curenților de scurtcircuit

Datele aferente CEFD, necesare la calculul regimurilor staționare și curenților de scurtcircuit sunt următoarele:

- a) schema electrică a întregii centrale electrice fotovoltaice și a stației de racord la sistem;
- b) lungimea tuturor cablurilor din CEFD și lungimea LEA dintre CEFD și stația de racordare la sistem;
- c) parametrii electrici specifici tuturor cablurilor și liniilor;

Parametrii liniilor și/sau cablurilor	
Tip (material)	
R ₊	[Ω/km] la 20°C
X ₊	[Ω/km]
C ₊	[μFarad/km]
R ₀	[Ω/km]
X ₀	[Ω/km]
S	[mm ²]
U _n	[kV]

d) date referitoare la invertoarele care alcătuiesc centrala electrică fotovoltaică: număr, puterea activă nominală, diagrama P—Q a fiecărui tip de inverter și viteza de variație a puterii active;

e) pentru unitățile de transformare MT/110 kV, MT/MT: puterea nominală a înfășurărilor, tensiunile nominale, pierderile în gol, pierderile în cupru, tensiunea de scurtcircuit, curentul de mers în gol, grupa de conexiuni, reglajul tensiunii (tipul de reglaj, domeniul de reglaj, inclusiv numărul plotului nominal, numărul maxim al ploturilor), tratarea neutrului;

f) date privind sistemul de compensare a reactivului (de exemplu, dacă sunt instalate baterii de condensatoare: numărul de trepte, puterea instalată pe fiecare treaptă) și indicarea pe schema electrică solicitată a locului de instalare a sistemului de compensare.

CAPITOLUL II

Date dinamice pentru CEFD și CEFND

Datele dinamice pentru CEFD și CEFND sunt următoarele:

- a) tipul inverterului;
- b) puterea nominală;
- c) schema logică de funcționare a inverterului;
- d) modelul matematic al inverterului și parametrii modelului;
- e) sistemul de reglaj electric: scheme de reglaj și parametri (reglaj Q pentru CEFND; reglaj P, Q pentru CEFD cu puteri între 5 MW și 10 MW inclusiv și reglaj P, Q, U pentru CEFD cu puteri mai mari de 10 MW);
- f) parametrii pentru modelarea inverterului; schema și parametrii pentru limitele de curent la convertor;
- g) modelul matematic și sistemul de reglaj: scheme, parametri — pentru CEFD;
- h) sistemele de reglaj pentru centrală: scheme de reglaj, parametri — pentru CEFD;
- i) măsurile pentru trecerea peste defect: model dinamic, parametri — pentru CEFND;
- j) protecții la variații de tensiune: „trecerea peste defect — tensiune scăzută sau zero” (LVRT, ZVRT) — pentru CEFD și CEFND;
- k) alte funcții speciale: „logica de putere la tensiune scăzută” (LVPL), participare la reglajul de frecvență etc. — pentru CEFD și CEFND;

l) modelul inverterului și modelul sistemelor de reglaj la nivel de centrală (pentru CEFD) în formă de diagrame (incluzând funcțiile matematice) și setul de parametri corespunzător. Ca alternativă se poate specifica asimilarea cu un model generic din una dintre aplicațiile PSSE v32 (se vor furniza obligatoriu și fișierele tip dll.) sau Eurostag v4.5 pentru care se furnizează parametrii. În cazul în care modelul include funcții suplimentare de reglaj sau caracteristici specifice, acestea se vor menționa și se vor adăuga scheme grafice.

Date necesare calculului de protecție

1. Datele necesare efectuării calculului de protecție se transmit la DEN cu cel puțin 30 de zile înainte de data la care se solicită punerea în funcțiune pentru perioada de probe.

2. Datele necesare calculului de protecție sunt:

A. Pentru centrala electrică fotovoltaică — pentru CEFD cu puteri mai mari de 10 MW, CEFD cu puteri între 5 MW și 10 MW, respectiv CEFND racordate în 110 kV:

1. proiectul tehnic complet (circuite electrice primare și secundare) aferent centralei electrice fotovoltaice;

2. caracteristicile electrice ale invertoarelor instalate și ale transformatoarelor aferente, regimurile de funcționare, inclusiv valorile curenților de scurtcircuit trifazat la bornele ansamblului inverter + transformator (pe partea de MT);

3. protecțiile proprii ale invertoarelor pentru defecte interne și externe, reglajele și timpii de acționare;

4. contribuția la scurtcircuit pe bara de MT a stației de racord, a fiecărui grup de invertoare conectate prin același cablu;

5. caracteristicile electrice, protecțiile proprii cu reglajele aferente și automatizările de conectare/deconectare ale elementelor de compensare a puterii reactive.

B. Pentru stația racord la RED/RET — pentru CEFD cu puteri mai mari de 10 MW, CEFD cu puteri între 5 MW și 10 MW, respectiv CEFND racordate în 110 kV:

1. proiectul tehnic complet (circuite electrice primare și secundare) aferent stației electrice de racord a CEF la RED/RET;

2. caracteristicile electrice ale transformatoarelor de putere 110 kV/MT, documentația, softul și reglajele terminalelor de protecție ale acestora;

3. documentația completă și software-ul aferent terminalelor de protecție a liniei/liniilor de racord;

4. caracteristicile electrice și geometrice ale FO-OPGW pentru fiecare tronson de linie [rezistență electrică specifică la 20°C (Ω/km), secțiunea nominală (mmp), raza conductorului (cm)], dacă FO-OPGW a fost montată cu ocazia PIF a CEF.

C. Pentru stațiile adiacente stației de racord a CEF (dacă este cazul):

1. documentația completă a proiectului tehnic (partea electrică cu circuite primare și secundare, schema bloc a protecțiilor și matricea de declanșare), dacă în vederea PIF a CEF au fost necesare înlocuiri de echipamente primare și/sau completări în schema de protecție a liniilor respective;

2. documentația completă și software-ul aferent terminalelor de protecție ce urmează a se monta pe partea de 110 kV în stațiile adiacente stației de racord a CEFND.

Datele echipamentelor CEF necesare calculului de protecție

1. Model date panou fotovoltaic

Tip panou fotovoltaic: $P_{nom} =$ [kW]

2. Model date inverter*

* Valoarea de scurtcircuit a curenților I_3 (curent de scurtcircuit trifazat), I_1 (curent de scurtcircuit monofazat), I_2 (curent de scurtcircuit bifazat), raportat la bornele inverterului.

Denumire inverter:

Fabricație:

Tip:

S_{nom} : [VA] P_{nom} : [W] U_{nom} : [V] $I_{nom\ ac}$: [A]

$\cos\phi_{nom}$: P_{max} : [W]

Intrare — Tensiune (Vcc): [V]

Protecție la minimă și maximă tensiune: [X]/[-]

3. Model date transformator cu 3 înfășurări

Denumire Trafo:

Fabricație:

Tip:

Cuvă:

Miez: coloane

Nr. înf.:

Conex:

S_{nom1} : [MVA] U_{nom1} : [kV] $*U_{sc. I1}$: [%] Psc. I1: [kW]

S_{nom2} : [MVA] U_{nom2} : [kV] $*U_{sc. I2}$: [%] Psc. I2: [kW]

S_{nom3} : [MVA] U_{nom3} : [kV] $*U_{sc. I3}$: [%] Psc. I3: [kW]

* De precizat puterea la care sunt măsurate.

I_{gol} : [%] P_{gol} : [kW]
 Inf. reglaj:
 Reglaj tens.: U_{pmax} : [kV] U_{pmin} : [kV] U_{plot} : [kV]
 U_{scpmax} : [%] U_{scpmin} : [%] U_{scpmed} : [%]
 Nivel izolației neutru: Tratare neutru: #

Observație: În cazul în care neutrul stelelor transformatorului este legat printr-o impedanță la pământ, se vor preciza valorile rezistenței și reactanței impedanței de conectare la pământ.

4. Model date transformator cu două înfășurări

Fabricație: Tip:
 Nr. înf.: Niv. izolație neutru: Conex:
 S_{nom} : [MVA] $U_{nom I}$: [kV] $U_{nom J}$: [kV] $U_{sc. IJ}$: [%]
 $I_{gol I}$: [%] $I_{gol J}$: [%]
 P_{agol} : [kW] $P_{ascc. IJ}$: [kW]
 U_{pmax} : [kV] U_{pmin} : [kV] U_{plot} : [kV] Rap. Tens. IJ:
 $U_{sc. max}$: [%] $U_{sc. min}$: [%] $U_{sc. Nom.}$: [%]
 Tratare neutru: #

Observație: În cazul în care neutrul stelelor transformatorului este legat printr-o impedanță la pământ, se vor preciza valorile rezistenței și reactanței impedanței de conectare la pământ.

5. Model date cablu

Cablu: (Cu sau Al) Fabricație: Tip: Secțiune:
 U_n :

Parametrii de secvență directă și homopolară (se precizează T la care sunt măsurați.)

R_+ = [Ω/m] X_+ = [Ω/m] C_+ = [$\mu\text{Farad}/m$]
 R_0 = [Ω/m] X_0 = [Ω/m] C_0 = [$\mu\text{Farad}/m$]

Parametrii de cuplaj mutual (unde este cazul)

lungimea de cuplaj:

R_{m0} = [Ω/m] X_{m0} = [Ω/m]

*ANEXA Nr. 3
la procedură*

Ceriințe pentru emiterea ordinului de investiție pentru CEE/CEF

În conformitate cu prevederile art. 19 și 181 ÷ 185 din Codul RET partea a III-a, Regulamentul pentru conducerea prin dispecer a SEN, pentru realizarea conducerii operative a CEE/CEF este necesar să se emită de către centrul de dispecer cu autoritate de decizie asupra instalației respective (DEN pentru toate CEED/CEFD și OR pentru CEEND/CEFND următoarele documente:

- încadrarea în SEN a noului obiectiv energetic (CEE/CEF);
- ordinul de investiție a autorității de conducere prin dispecer.

Pentru aceasta solicitantul transmite la DEN/OD, după caz:

- schema (monofilară) de racordare la SEN, cu precizarea pe schemă a principalilor parametri ai noilor echipamente;

- date privind centrul de dispecer care asigură operarea CEE/CEF. Acesta trebuie să aibă: locație permanentă (adresă), cameră de comandă, legătură telefonică directă între acest

centru și centrul de dispecer cu comandă nemijlocită asupra centralei și asupra stației, legătură telefonică de rezervă (în orice rețea de telefonie), fax, personal operativ permanent autorizat care operează centrala 24 ore din 24 ore;

- propunere de schemă normală.

Personalul operativ al centrului de dispecer care asigură operarea CEED/CEFD are cel puțin următoarele atribuții privind comanda operativă încă din perioada de probe, după punerea în funcțiune a minimum 60% din puterea instalată a acestora:

- să monitorizeze funcționarea instalațiilor pe care le conduce operativ și să comunice operativ centrelor de dispecer superioare funcționările anormale și abaterea parametrilor de funcționare de la limitele stabilite de norme/normative/coduri tehnice/instrucțiuni/proceduri;

- să comunice operativ, în timp real, neconformitățile și/sau indisponibilitățile apărute în centrala electrică;

- să primească și să execute dispozițiile de dispecer primite de la centrele de dispecer superioare;
- să efectueze manevrele în instalațiile pe care le conduce operativ, atât a celor programate, cât și a celor accidentale;
- să transmită centrelor de dispecer superioare semnalizările apărute în cazul incidentelor/avariilor;
- să primească și să execute ordinul de dispecer de încărcare/ descărcare cu putere activă;
- să primească și să execute dispozițiile de încărcare/descărcare cu putere reactivă (CEE/CEF), reglaj tensiune și factor de putere (CEED/CEFD);
- să transmită cereri operative de retragere din exploatare (reducere de putere) pentru lucrări și/sau punere în funcțiune; cererile vor fi întocmite în conformitate cu prevederile art. 124 + 141 din Codul RET, partea a III-a, Regulamentul pentru conducerea prin dispecer a SEN;

- să confirme operativ retragerea din exploatare și redarea în exploatare a echipamentelor aflate în autoritatea de decizie a centrelor de dispecer superioare;
- să cunoască datele introduse în platforma Pieței de echilibrare pentru CEED/CEFD;
- să cunoască prognoza de energie electrică pentru CEED;
- să transmită datele orare: P [MW] și Q [MVar] la oră fixă;
- să transmită energia activă produsă pe 24 de ore, după încheierea fiecărei zile (ziua D);
- să transmită alte informații solicitate de către centrul de dispecer superior privind funcționarea CEE/CEF;
- pentru CEE/CEF, transmiterea energiei electrice active produse lunar, către centrul de dispecer, în maximum 5 zile după încheierea lunii calendaristice.

*ANEXA Nr. 4
la procedură*

Verificarea performanțelor tehnice ale CEE din punctul de vedere al respectării cerințelor normei tehnice de conectare la rețele de interes public

CAPITOLUL I

Scop

Scopul prezentei proceduri este de a stabili:

a) testele, verificările și înregistrările necesare a fi efectuate pentru demonstrarea conformității centralelor electrice eoliene cu cerințele cuprinse în NT 51;

b) modul de verificare și testare a CEED.

Procedura se aplică în conformitate cu art. 29 alin. (2) și art. 30 din NT 51:

— Art. 29: „(2) Punerea în funcțiune și darea în exploatare a GGE/CEE se fac numai după realizarea probelor de funcționare, integrarea în sistemul SCADA al operatorului de rețea și transmiterea la acesta a rezultatelor probelor, prevăzute în tabelele 1—5, determinate conform procedurii prevăzute la art. 30 alin. (5).”

— Art. 30: „(1) Operatorul de rețea verifică faptul că racordarea și funcționarea CEE nu conduc la încălcarea condițiilor privind funcționarea în domeniul de frecvență, de tensiune, capabilitatea de trecere peste defect și calitatea energiei electrice, stabilite în prezenta normă tehnică.

(2) În cazul CEED verificarea îndeplinirii condițiilor din prezenta normă se realizează de către OTS. Dacă CEED este racordată la o rețea electrică de distribuție, OD care deține respectiva rețea va colabora cu OTS, sub coordonarea acestuia, pentru realizarea verificării.

(3) În cazul CEEND verificarea îndeplinirii condițiilor din prezenta normă se realizează de către operatorul de rețea la instalația căruia este sau urmează să fie racordată CEE. În toate cazurile, OD colaborează cu OTS pentru realizarea verificării.

(4) Confirmarea îndeplinirii de către CEE a condițiilor de racordare, inclusiv a celor prevăzute în prezenta normă, se realizează prin emiterea unui certificat de conformitate de către operatorul de rețea responsabil cu verificarea, conform prevederilor alin. (1)—(3).

(5) Verificarea îndeplinirii condițiilor de racordare și funcționare a CEE, precum și emiterea certificatului de conformitate se realizează conform unei proceduri elaborate de

OTS, cu consultarea OD, și aprobate de ANRE. Procedura trebuie să cuprindă dispoziții referitoare la fazele de punere în funcțiune, perioada de probe și acceptarea în funcționare de durată.”

CAPITOLUL II

Domeniul de aplicare

Prezenta procedură se aplică CEE cu puteri instalate mai mari de 1 MW, indiferent de nivelul de tensiune în punctul de racord, după punerea în funcțiune, și urmărește verificarea respectării condițiilor tehnice cuprinse în NT 51 și în Codul RET.

Procedura se aplică:

2.1. după punerea în funcțiune a unei CEE noi, re tehnologizate sau la sfârșitul fiecărei etape de dezvoltare a CEE specificată în ATR;

2.2. în timpul funcționării, pentru determinarea performanțelor CEE (în cazul constatării nerespectării cerințelor NT 51 și ale Codului RET în funcționare);

2.3. după reparații capitale, înlocuiri, modernizări ale sistemelor SCADA sau ale sistemelor de reglaj aferente întregii CEED;

2.4. la cererea OTS, în conformitate cu prevederile cap. 6.4 din Codul RET; în acest caz OTS poate solicita verificarea prin probe a oricăruia dintre testele prezentei proceduri;

2.5. pentru CEE cu puteri între 1 MW și 5 MW testele se verifică și se evaluează de către OD, pe baza prezentei proceduri;

2.6. pentru CEE cu puteri mai mari de 10 MW testele se verifică și se evaluează de către OTS;.

2.7. pentru CEE cu puteri între 5 MW și 10 MW testele se efectuează și se evaluează conform prezentei proceduri de către OD care participă la teste și transmite la OTS rezultatele testelor.

CAPITOLUL III

Responsabilități

3.1. Responsabilitățile OTS

3.1.1. Verifică întreaga documentație referitoare la realizarea buclilor de reglaj putere activă, putere reactivă și tensiune și

solicită documentații suplimentare în situația în care cerințele necesar a fi confirmate nu sunt dovedite prin documentația prezentată.

3.1.2. Participă la probele și testele din prezenta procedură.

3.1.3. Inițiază verificarea funcționării CEED în situațiile prevăzute în Codul RET, în cazul în care se încalcă în mod repetat una dintre cerințele NT51. În această situație se aplică prevederile din cap. 6.4 din Codul RET.

3.1.4. Aprobă programul de probe transmis de solicitant.

3.1.5. Are dreptul de a solicita responsabilului de probe reluarea uneia sau mai multor probe.

3.1.6. În cazul abaterilor de la prezenta procedură, rezultate ca urmare a unor cauze obiective, prezentate de responsabilul de probe înainte de efectuarea acestora, DEN este responsabil pentru interpretarea aplicării procedurii.

3.2. Responsabilitățile producătorului în gestiunea căruia se află CEE

3.2.1. Inițiază efectuarea probelor pentru situațiile de la pct. 2.1 și 2.3.

3.2.2. Întocmește programul de probe împreună cu societatea acceptată pentru realizarea probelor și întocmirea documentației (înregistrărilor).

3.2.3. Transmite la DEN, cu cel puțin 10 zile lucrătoare înainte începerii probelor, programul de probe împreună cu solicitarea de participare la efectuarea lor, convenind cu acesta o dată pentru efectuarea probelor preliminare.

3.2.4. Informează OD aferent asupra perioadelor în care se vor realiza testele și solicită acceptul din punctul de vedere al condițiilor de rețea.

3.2.5. Pentru verificarea CEE cu puteri între 5 MW și 10 MW transmite la OD implicat, cu cel puțin 10 zile lucrătoare înainte începerii probelor, programul de probe, solicitând participarea reprezentanților (OD) și eventual a reprezentanților OTS.

3.2.6. Pentru verificarea CEE cu puteri mai mici sau egale cu 5 MW transmite la OD implicat, cu cel puțin 10 zile lucrătoare înainte începerii probelor, programul de probe, solicitând participarea reprezentanților OD la probe.

3.2.7. Asigură condițiile tehnice pentru efectuarea probelor.

3.2.8. Asigură pe tot parcursul probelor siguranța în funcționare a CEE, fiind răspunzător de integritatea întregii instalații pe parcursul probelor.

3.2.9. Desemnează, de comun acord cu executantul probelor, un responsabil al probelor.

3.2.10. După efectuarea probelor transmite documentația finală completă, în conformitate cu prezenta procedură: la DEN pentru CEE cu puteri instalate mai mari de 10 MW, la OD și DEN pentru CEE cu puteri instalate mai mari de 5 MW și mai mici de 10 MW și la OD pentru CEE cu puteri instalate mai mari de 1 MW și mai mici de 5 MW.

3.3. Responsabilitățile OD

3.3.1. Elaborează propriile proceduri de verificare pentru CEE cu puteri mai mici sau egale cu 5 MW, care conțin cel puțin testele și modul de lucru din prezenta procedură.

3.3.2. Colaborează cu OTS pentru asigurarea condițiilor de testare, efectuarea testelor și analiza rezultatelor testelor cuprinse în prezenta procedură, din punctul de vedere al condițiilor de rețea, pentru CEE dispecerizabile racordate în rețeaua de distribuție proprie.

CAPITOLUL IV

Modul de lucru

4.1. Condiții generale pentru efectuarea testelor

4.1.1. Probele sintetizate în anexa nr. 4.1 se execută integral în cadrul probelor preliminare (de casă) și se reiau parțial/integral în cadrul probelor finale executate în prezența reprezentanților DEN pentru CEE cu puteri instalate mai mari de 10 MW și/sau OD pentru celelalte cazuri.

4.1.2. În cadrul probelor finale executate în prezența specialiștilor DEN se verifică și executarea consemnelor P, Q, U transmise de la DEC.

4.1.3. Solicitantul depune la DEN un dosar complet cu înregistrările efectuate pe parcursul testelor preliminare (de casă) și finale. În cadrul analizei rezultatelor testelor preliminare, DEN analizează documentația, solicită alte documente sau teste suplimentare, iar, dacă este cazul, inițiază o întâlnire între solicitant, reprezentanții OD și executantul probelor.

4.1.4. Verificările CEED pot începe numai dacă numărul de grupuri generatoare eoliene puse în funcțiune de către furnizor, conform procedurilor proprii, reprezintă minimum 90% din numărul total al grupurilor CEED prevăzute în ATR, conform perioadei de etapizare a puterii instalate.

4.1.5. Probele se vor efectua în perioade în care viteza vântului asigură o producție minimă a CEED de 60% din P_i .

4.2. Cerințe privind aparatele de măsură, echipamentele de simulare și înregistrare

4.2.1. Traductori frecvență: precizie $\leq 0,005$ Hz, timp de răspuns < 100 ms, domeniu (45÷55) Hz

4.2.2. Traductori P, Q, U clasa de precizie minimă 0,3

4.2.3. Sistem achiziție minimum 0,5 s pentru fiecare mărime achiziționată, posibilitate de înregistrare în fișiere „.xls”. Pentru cerințele de la pct. 4.7 și 4.8 se vor asigura viteze de înregistrare de minimum 40 ms.

4.2.4. Simulare frecvență: precizie $< 0,005$ Hz, domeniu (45÷55) Hz în trepte sau cu rampă de: 0,5 Hz/sec;

4.2.5. Sistem GPS (sistem de poziționare globală) pentru ștampila de timp

4.2.6. Măsura putere disponibilă și viteză vânt preluate din echipamentele CEED

4.2.7. Analizoare de calitate a energiei electrice de clasă A, cu GPS, cu posibilitatea de efectuare a calculelor de perturbații pe diferite intervale de timp, prestabilite sau determinate postînregistrare. Exemplu: determinarea perturbației pe un interval de timp în care s-a realizat fiecare probă, dar și pe interval de 1 săptămână (standardizat). Calitatea energiei electrice va fi înregistrată pe parcursul tuturor testelor, dar și minimum 2 săptămâni de funcționare a CEED.

4.2.8. Pentru verificările care se efectuează asupra CEE cu putere instalată mai mare de 5 MW, societatea care efectuează testele trebuie să fie atestată clasa A.

4.3. Verificarea cerințelor privind funcționarea CEE la variațiile de frecvență

Testele se adresează CEED cu puteri instalate mai mari de 10 MW și au drept scop verificarea respectării cerințelor precizate la art. 10 din NT 51:

— Art. 10 — (1): „CEED va fi prevăzută cu un sistem de reglaj automat al puterii active în funcție de valoarea frecvenței (reglaj automat f/P). Acesta va acționa conform unei curbe de răspuns frecvență/putere activă exemplificată în figura 2, unde P_d

reprezintă puterea activă disponibilă. 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.

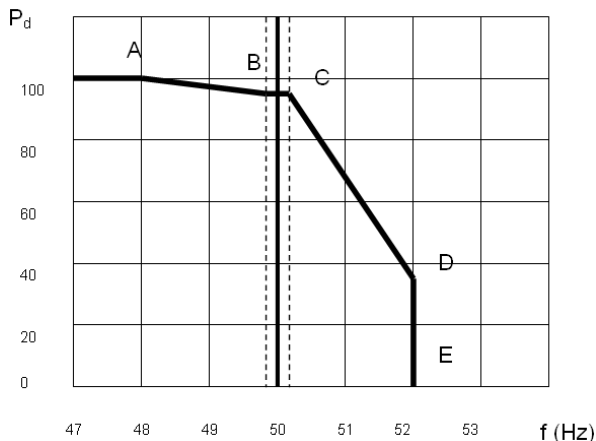


Figura 2: Variația puterii CEED funcție de frecvență

(2) Modificarea puterii active generate datorită variațiilor de frecvență va fi realizată, pe cât posibil, prin modificarea proporțională a puterii active generate de fiecare grup al CEED, nu prin pornirea și oprirea de grupuri. Viteza de răspuns a fiecărui GGE aflat în funcțiune trebuie să fie cel puțin 60% din puterea nominală pe minut (MW/min).

(3) Dacă valoarea frecvenței ajunge la o valoare mai mare decât cea corespunzătoare segmentului «D—E» pe curba caracteristică prezentată în figura 2, CEED este deconectată. Condițiile de repunere în funcțiune se stabilesc de către OTS.

(4) La variațiile de frecvență din SEN, CEED trebuie să aibă capacitatea:

a) să asigure scăderea puterii active cu cel puțin 40% din puterea disponibilă (sau de consemn)/Hz la creșterea frecvenței peste 50,2 Hz;

b) să asigure creșterea puterii active până la limita maximă a puterii active disponibile, la scăderea frecvenței sub 49,8 Hz.”

Modul de lucru: Proba se efectuează pentru două situații de funcționare: funcționare la puterea disponibilă dată de condițiile meteorologice momentane și un consemn de putere activă de valoare redusă față de puterea disponibilă. Frecvența măsurată în cadrul buclei de putere activă va fi înlocuită cu o valoare simulată introdusă fie de soft, fie dintr-un generator de semnal. Se vor simula diferite valori ale frecvenței: 47,5; 48; 48,5; 49; 49,8; 50,2; 50,5; 51; 51,5; 52; 52,1 Hz. Testul se va realiza în reglaj de putere reactivă activat cu consemn de putere reactivă setat la zero.

Înregistrări: Se vor realiza înregistrări în timp pentru: puterea disponibilă Pd, consemnul de putere activă Pcons, valoarea simulată a frecvenței fsmulat și mărimile măsurate atât la nivelul stației (PCC), cât și la nivelul centralei (P, Q, U, f). Se va ridica și graficul P—f realizat comparativ cu cel solicitat în figura 2 din NT 51.

Evaluare: Se va determina gradul în care puterea activă este modificată la variațiile de frecvență, inclusiv oprirea CEE la frecvențe ce depășesc domeniul 47,5—52 Hz. Se va verifica faptul că puterea CEE urmează graficul P-f în cazul în care frecvența variază de la 52 la 50,2 Hz și CEE are capacitatea de a se conecta la rețea la orice valoare a frecvenței în domeniul solicitat. Se va nota numărul grupurilor GGE oprite pentru realizarea scăderilor de frecvență.

4.4. Verificarea cerințelor privind respectarea consemnului de putere activă

Testele se referă la verificarea respectării cerințelor precizate la art. 11 și 12 din NT 51, cu referire la comportamentul centralelor electrice eoliene dispecerizabile cu puteri mai mari de 10 MW la variațiile consemnului de putere activă.

4.4.1. Art. 11. — (1): „Puterea activă generată de o CEED trebuie să poată fi limitată la o valoare de consemn.”

Modul de lucru: În condițiile de mediu favorabile funcționării la o putere de cel puțin 60% din puterea instalată pusă în funcțiune se va seta, local, un consemn de putere activă de valoare redusă față de puterea disponibilă. Noul consemn de putere se va menține cel puțin 5 minute după care se va reveni cu un consemn de putere egal cu puterea instalată. Testul se va repeta pentru 3 valori de consemn de putere activă diferite, de exemplu: 20% Pi, 40% Pi, 60% Pi. Testul se va realiza în reglaj de putere reactivă activat cu consemn de putere reactivă setat la zero.

Înregistrări: Se vor realiza înregistrări în timp pentru: puterea disponibilă, consemnul de putere activă și mărimile măsurate atât la nivelul stației (PCC), cât și la nivelul centralei (P, Q, U, f), viteza vântului.

Evaluare: Consemnul de putere activă trebuie să fie atins în timpul dat de viteza de variație setată și treapta de putere redusă solicitată și menținut într-o bandă de $\pm 5\%$ Pi. Aceleași cerințe se aplică și pentru cazul în care se revine (în sensul de creștere a puterii) la consemnul de putere inițial.

4.4.2. Art. 11. — (2): „Mărimea valorii de consemn a puterii active trebuie să poată fi preluată automat de la distanță [...]”.

Verificarea se va aplica la toate CEE cu putere instalată mai mare de 10 MW pentru care consemnul de putere activă este transmis din sistemul EMS-SCADA.

Modul de lucru este cel prezentat la pct. 4.4.1, cu deosebirea că pentru CEE cu puteri instalate mai mari de 10 MW, valoarea de consemn este setată de la DEC/DET prin intermediul sistemului EMS-SCADA.

Înregistrări: Se vor realiza înregistrări în timp pentru: puterea disponibilă, consemnul de putere activă și mărimile măsurate în PCC: puterea activă produsă, tensiunea și puterea reactivă, viteza vântului.

Evaluare: Consemnul de putere activă recepționat și executat la nivel CEED este cel setat la nivel EMS-SCADA.

4.4.3. Art. 11. — (3): „CEED trebuie să asigure reglajul puterii active în punctul comun de cuplare într-o bandă de $\pm 5\%$ din puterea instalată (ca putere medie pe 10 minute)”.

Modul de lucru, înregistrările și evaluarea sunt cele prezentate la pct. 4.4.1.

4.4.4. Art. 12. — (1): „În funcționare normală, CEED trebuie să aibă capacitatea:

a) de a seta viteza de creștere/reducere liniară a puterii active produse la valoarea impusă de operatorul de rețea (MW/minut);

b) de a reduce, la dispoziția operatorului de rețea, puterea activă produsă la valoarea solicitată (inclusiv oprire), respectând viteza de variație (încărcare/descărcare) stabilită. Viteza de variație a puterii trebuie să fie respectată atât în cazul variației naturale de putere (intensificarea vitezei vântului), cât și pentru variațiile consemnului de putere. Prevederile de mai sus nu se referă la opririle intempestive.

(2) Valoarea vitezei de variație a puterii trebuie să poată fi setată într-o gamă cuprinsă între 10% din puterea instalată pe minut și viteza maximă admisibilă, dată de fabricant.” — verificarea va viza toate CEE cu putere instalată mai mare de 10 MW.

Modul de lucru, înregistrările și evaluarea sunt cele prezentate la pct. 4.4.1. Se vor seta două rampe de variație a puterii active, una fiind de 10% Pi/minut. Verificarea rampei se realizează atât la scăderea consemnului de putere activă, cât și la creșterea acestuia în limita puterii admisibile.

4.4.5. Pentru centralele electrice eoliene cu puteri instalate mai mici sau egale cu 10 MW și mai mari de 5 MW, reglajul puterii active la o valoare dispusă de dispecer se realizează prin deconectare/conectare de GGE.

4.5. Verificarea cerințelor privind capacitatea de livrare a puterii reactive în PCC

Aceste teste se adresează CEED cu puteri instalate mai mari de 10 MW și au drept scop verificarea respectării cerințelor precizate la art. 16 din NT 51 și verificarea diagramei P—Q determinată prin studiu în PCC, cu diagrama reală P—Q în PCC, la valoarea tensiunii din momentul testelor.

4.5.1. Verificarea factorului de putere în PCC

Testul se referă la verificarea respectării cerințelor precizate la art. 16 alin. (1) din NT 51 și în Codul RET cu referire la comportamentul centralelor electrice eoliene la variațiile consemnului de tensiune.

Art. 16. — (1) „La valori ale tensiunii în punctul de racordare situate în banda admisibilă de tensiune, puterea reactivă produsă/absorbită de o CEED trebuie să poată fi reglată continuu corespunzător unui factor de putere situat cel puțin în gama 0,95 capacitiv și 0,95 inductiv.”

Mod de lucru: În banda admisibilă de tensiune specificată în Codul RET și RED, pentru o valoare cât mai apropiată de puterea activă instalată se trece CEE în reglaj de putere reactivă și se aplică un consemn de putere reactivă maximă atât în regim inductiv, cât și în regim capacitiv. Se înregistrează valorile obținute.

Înregistrări: Se înregistrează valorile măsurate atât la nivelul stației (PCC), cât și la nivelul centralei (P, Q, U, f).

Evaluare: Se calculează factorul de putere pentru puterea activă maximă la care s-au efectuat testele. Se măsoară schimbul de putere reactivă în PCC la putere activă nulă.

4.5.2. Verificarea cerințelor privind reglajul de putere reactivă

Testul se referă la verificarea respectării cerințelor precizate la art. 16 alin. (2) lit. b) și alin. (4) din NT 51 și în Codul RET cu referire la comportamentul centralelor electrice eoliene la variațiile consemnului de putere reactivă.

Testul se aplică tuturor CEE cu putere instalată mai mare de 10 MW.

Art. 16. — (2): „CEED trebuie să poată realiza reglajul automat tensiune — putere reactivă în PCC în oricare din modalitățile: [...]

b) reglajul puterii reactive schimbate cu SEN. [...]

(4) Viteza de răspuns a sistemului de reglaj al tensiunii trebuie să fie de minimum 95% din puterea reactivă disponibilă pe 30 secunde.”

Mod de lucru: În condiții de respectare a limitelor admisibile de tensiune din PCC, se trece CEE în reglaj de putere reactivă la puterea activă generată conform condițiilor de mediu. Se aplică diferite consemne de putere reactivă. Testele se reiau pentru consemne de putere reactivă setate local, de la distanță (DEC/DET sau centrul de dispecer al CEED). În cazul CEE cu puteri mai mari de 10 MW testele se reiau și pentru cel puțin două valori diferite de variație a puterii reactive, dintre care una de 95% din puterea reactivă disponibilă pe 30 secunde.

Înregistrări: Se înregistrează valorile P, Q, U și f măsurate atât la nivelul stației centralei, cât și la nivelul centralei și valoarea de consemn a puterii reactive.

Evaluare: Realizarea consemnului de putere reactivă și menținerea unei valori constante în banda de insensibilitate de maximum ± 2 MVar. Se vor determina valorile MVar/kV din PCC pentru cel puțin două valori de putere activă produsă de CEE. Se vor determina vitezele de variație ale puterii reactive.

4.5.3. Verificarea diagramei teoretice P—Q a CEE în PCC

Mod de lucru: În banda admisibilă de tensiune specificată în Codul RET și RED, pentru o valoare cât mai apropiată de puterea activă instalată se trece CEE în reglaj de putere reactivă și se aplică un consemn de putere reactivă maximă atât în regim inductiv, cât și în regim capacitiv. Se înregistrează valorile obținute. Se continuă cu ridicarea diagramei P—Q a CEE pentru cel puțin 5 puncte de putere activă. Pentru un consemn de putere activă zero, se măsoară și puterea reactivă injectată în PCC, urmărindu-se ca aceasta să fie nulă.

Înregistrări: Se înregistrează valorile P, Q și U măsurate atât la nivelul stației centralei, cât și la nivelul PCC și valorile de consemn ale puterii reactive Q_c și puterii active P_c .

Evaluare: Se compară diagrama P—Q ridicată în urma studiilor de reactiv în PCC cu cea ridicată în mod real. Se măsoară schimbul de putere reactivă în PCC la putere activă nulă.

4.6. Verificarea cerințelor privind reglajul de tensiune

Testul se referă la verificarea respectării cerințelor precizate la art. 16 alin. (2) lit. a) și art. 16 alin. (3) din NT 51 și în Codul RET cu referire la comportamentul centralelor electrice eoliene la variațiile consemnului de tensiune.

Prezentul test se aplică tuturor CEE cu putere instalată mai mare de 10 MW.

Art. 16. — (2): „CEED trebuie să poată realiza reglajul automat tensiune — putere reactivă în PCC în oricare dintre modalitățile:

a) reglajul tensiunii;”.

Mod de lucru: În condiții de respectare a limitelor admisibile de tensiune din PCC, se trece CEE în reglaj de tensiune la puterea activă disponibilă și la tensiunea existentă în rețea în acel moment, se aplică diferite consemne de tensiune: pentru tensiuni ≥ 110 kV, cu valori $\pm 2+3$ kV față de tensiunea existentă

în rețea, iar pentru tensiuni <110 kV, cu valori $\pm 2+3$ % Un față de tensiunea existentă în rețea. Testele se reiau pentru consemne de tensiune setate local și de la distanță (DEC/DET/centrul de dispecer al CEE) și pentru cel puțin două valori diferite ale vitezei de variație a tensiunii.

Înregistrări: Se înregistrează valorile P, Q, U și f măsurate atât la nivelul stației centralei, cât și la nivelul PCC și valoarea de consemn a tensiunii.

Evaluare: Realizarea consemnului de tensiune și menținerea unei valori constante în banda de insensibilitate de maximum $\pm 0,5$ kV. Se vor determina valorile MVar/kV din PCC pentru cel puțin două valori de putere activă produsă de CEE. Se determină viteza de variație a tensiunii, care trebuie să fie cât mai apropiată de valoarea setată.

4.7. Verificarea comutării fără șoc între regimurile de reglaj de putere reactivă și tensiune în PCC

Testele se aplică numai pentru CEE cu putere instalată mai mare de 10 MW și se referă la demonstrarea trecerii (comutării) între regimurile de funcționare reglaj de tensiune și reglaj de putere reactivă fără producerea de șocuri în putere activă, reactivă sau tensiune. Verificarea se realizează atât pentru comutările de regim realizate local, cât și pentru comutările de regim realizate de la distanță (DEC/DET/Centru de dispecer).

4.8. Verificarea cerințelor privind funcționarea în regim normal

Testele se aplică pentru toate CEE cu putere instalată mai mare de 1 MW și se referă la verificarea respectării cerințelor precizate la art. 17 din NT 51, astfel:

Art. 17: „În regim normal de funcționare al rețelei, CEED nu trebuie să producă în PCC variații rapide de tensiune mai mari de ± 4 % din tensiunea nominală la medie și înaltă tensiune și de ± 5 % din tensiunea nominală la joasă tensiune.”

Verificările constau în înregistrări de funcționare îndelungată la putere activă generată de diferite valori și la momentul pornirii CEE, respectiv la intrarea în funcționare a GGE. Verificarea se realizează prin deschiderea/închiderea întreruptorului CEE. Înregistrările P, Q, U în PCC/CEE trebuie să fie pe o perioadă de minimum 2 ore până la 24 de ore.

4.9. Verificarea cerințelor privind funcționarea în situații speciale

Testele se aplică pentru toate CEE cu putere instalată mai mare de 5 MW și se referă la verificarea respectării cerințelor precizate la art. 14 alin. (1) din NT 51:

Art. 14: „(1) Producătorul este responsabil pentru protejarea GGE și a instalațiilor auxiliare ale acestora contra pagubelor ce pot fi provocate de defecte în instalațiile proprii sau de impactul rețelei electrice asupra acestora la acționarea protecțiilor de deconectare a CEED sau la incidentele din rețea (scurtcircuite cu și fără punere la pământ, acționări ale protecțiilor în rețea, supratensiuni tranzitorii etc.), precum și în cazul apariției unor condiții excepționale/anormale de funcționare.”

Mod de lucru: Se realizează o deconectare urmată de o conectare rapidă (se simulează un RAR) a întreruptorului CEE din stația de conectare (PCC). În situații speciale, pentru CEE cu puteri mai mari de 10 MW se vor realiza simulări de RAR triazat în PCC sau în alt punct din rețea, punct indicat de OTS.

Înregistrări: Se înregistrează valorile P, Q și U măsurate în PCC cu rata de achiziție de maximum 40 ms.

Evaluare: comportamentul CEE.

4.10. Verificarea schimbului de date CEE — EMS-SCADA

Testele se aplică pentru toate CEE cu putere instalată mai mare de 1 MW și se referă la verificarea:

a) pentru CEED cu puteri instalate mai mari de 10 MW:

1. recepția/emisia și executarea corectă a informațiilor/comenzilor schimbate: mărimi măsurate (P, Q, U), consemne (P, Q, U) și selectoare de regim (P-f, Q/U);

2. recepționarea valorilor prin intermediul unei căi de comunicație prin fibră optică cu rezervare pe un alt suport de comunicație;

3. integrarea CEED în EMS-SCADA;

4. tratarea corectă în toate protocoalele a valorilor măsurate și a consemnelor din CEED;

5. verificarea mărimilor analogice afișate în ecrane cu mărimile analogice citite din alte aparate la nivelul CEED (P, Q, U, f);

b) pentru CEE cu puteri instalate mai mari de 1 MW și mai mici sau egale cu 10 MW, integrarea valorilor P și Q măsurate în PCC și recepționate în sistemul EMS-SCADA al OTS fie de la centrul de dispecer al CEE, fie din sistemul DMS-SCADA al operatorului de distribuție.

Verificarea se realizează de către OTS. Semnalele precizate mai sus trebuie să fie recepționate corect, iar consemnele trebuie să fie funcționale și executate corect de CEED.

4.11. Verificarea calității energiei electrice în punctul de racord al CEE

Testele se aplică pentru toate CEE cu putere instalată mai mare de 1 MW și se referă la încadrarea în limite a THD, armonici, factor de nesimetrie negativă și flicker în punctul de conectare.

Analizoarele de calitate la care se face referire în continuare sunt de clasa A, certificate PSL și aparțin executantului, respectiv solicitantului.

Pentru CEE cu puteri mai mari de 10 MW înregistrările efectuate pe durata probelor și o durată ulterioară de două săptămâni se vor transmite la DEN.

În situația în care, prin funcționarea CEED, în perioada de probe, înregistrările dovedesc o deteriorare a calității energiei electrice, producătorul trebuie să ia măsuri de dotare cu mijloace de compensare necesare care să conducă la încadrarea parametrilor de calitate a energiei electrice în punctul de racordare în limitele stabilite prin Codul RET/RED. Nu se admite funcționarea CEE fără respectarea cerințelor de calitate a energiei electrice în punctul de racord.

CAPITOLUL V

Rapoarte și înregistrări

Înregistrările conțin dosarul complet al rezultatelor probelor conform anexei nr. 4.1, însoțite de concluziile executantului (cel care a executat testările), cât și documentele enumerate în prezenta procedură.

Lista probelor necesar a se efectua este prevăzută în anexa nr. 4.1.

Nr. probă	Articol din NT51	Paragraf procedură	Denumirea/Descrierea probei	Condiții de funcționare	Simulări	Mărimi măsurate	Durata probei	Cerințe speciale/Condiții de evaluare
1	art. 10 alin. (1) și art. 10 alin. (4)	anexa nr. 4 pct. 4.3	verificarea implementării curbei de dependență frecvență-putere	în condițiile $P_d > 60\% P_i$ se aleg valorile $P_1 = 80\% P_d$ $P_2 = P_d$	aplicarea treptelor de frecvențe simulate 47,5; 48; 48,5; 49; 49,7; 49,9; 50; 50,1; 50,3; 51; 51,5; 51,9; 52,1 Hz	P, Q, U, f atât la nivelul stației (PCC), cât și la nivelul centralei, f simulată, putere disponibilă Pd, puterea de consemn Pc	1 ÷ 3 minute la fiecare treaptă în funcție de timpul de stabilizare	<p>evaluare: CEED trebuie să răspundă conform dependenței cerute putere-frecvență</p> <p>înregistrări: evoluția în timp a Pc, a Pd și frecvența simulată în PCC; graficul P-f simulat conform figurii 2 din NT51 utilizându-se mediile de P produsă și Pd</p>
			verificarea modificării proporționale a P grupurilor, fără opriri de GGE					
	art. 10 alin. (2)	anexa nr. 4 pct. 4.3	verificarea opririi/pornirii pe criteriul de frecvență					<p>evaluare: la oprirea CEED se vor nota și urmări: cauza opririi/pornirii</p> <p>înregistrări: timpi de pomire/oprire</p>
2	art. 11	anexa nr. 4 pct. 4.4.1, 4.4.2, 4.4.3	verificarea reglajului puterii active la o valoare de consemn mai mică decât puterea disponibilă	pentru o viteză de variație de $10\% P_i / \text{min.}$ și $20\% P_i / \text{min.}$ se realizează reduceri de P de minimum $20\% P_i$ urmate de revenire la Pd	fără simularea frecvenței	P, Q, U, f atât la nivelul stației (PCC), cât și la nivelul centralei, viteza vântului		<p>evaluare: CEED trebuie să mențină noul consemn de putere în plaja $\pm 5\% P_i$</p> <p>înregistrări: evoluția în timp a Pd, Pc, P, Q, U în PCC, fiind în funcțiune reglajul de tensiune</p>
			verificarea vitezei de reglaj a puterii active la o valoare de consemn mai mică decât puterea disponibilă					
3	art. 16 alin. (1)	anexa nr. 4 pct. 4.5.1	asigurarea factorului de putere 0,95 inductiv/capacitiv în punctul de racord	2 paliere ($20\% \pm 100\% P_i$ $P_1 = P_d$ $P_2 = 5\% P_i$)	Setare consemn ϕ la valorile 0,95; 0,7 inductiv/capacitiv și „1”	P, Q, U, f atât la nivelul stației (PCC), cât și la nivelul centralei	5 minute/probă cu verificarea 0,95; 0,7 inductiv/capacitiv și „1”	<p>evaluare: CEED trebuie să asigure valoarea FP setat</p> <p>înregistrări: evoluția în timp a P, Q, U în PCC și PdR, și a cosϕ în PCC setat fiind în funcțiune reglajul de cosϕ</p>
			asigurarea schimbului de reactiv zero cu sistemul în cazul P produs nul					proba se poate realiza în cadrul probelor 2 sau 3

4	art. 16 alin. (2) lit. a)	anexa nr. 4 pct. 4.6	asigurarea reglajului de tensiune în PCC	P în domeniul (10% + 100%) P_i $U_c = \pm 3$ kV față de U (pentru U < 110 kV) în PCC. Pentru U < 110 kV $U_c = \pm 2$ —3% U_n	setare consemn U la valorile menționate	P, Q, U, f atât la nivelul stației (PCC), cât și la nivelul centralei, Uc, Pc în PCC	se menține U_c minimum 5 minute se vor alege două viteze de variație a U diferite	evaluare: CEED trebuie să asigure reglajul de tensiune în punctul de racordare în plaja admisibilă utilizând întreaga capacitate de Q înregistrări: evoluția în timp a P, Q, U, Uc, Pc
5	art. 16 alin. (2) lit. b) art. 16 alin. (4)	anexa nr. 4 pct. 4.5.2	asigurarea reglajului de putere reactivă în PCC	P în domeniul (10%+100%) P_i se aleg minimum 3 valori de consemn pentru Q, trepte ± 5 MVar	setare consemn Q la valorile alese	P, Q, U, f atât la nivelul stației (PCC), cât și la nivelul centralei, Qc, Pc în PCC	se menține valoarea de consemn Q minimum timp de 5 minute Se vor alege două viteze de variație a Q diferite	evaluare: CEED trebuie să asigure reglajul de Q în punctul de racordare înregistrări: evoluția în timp a P, Q, U, Uc, Pc
6		anexa nr. 4 pct. 4.7	trecerea fără șoc la alegerea între regimurile de reglaj Q, U sau cos ϕ	proba se poate realiza în cadrul probelor anterioare	P, Q, U în PCC	trecere din reglaj Q→U, U→Q, Q→cos ϕ , cos ϕ →Q, U→cos ϕ , cos ϕ →U	evaluare: CEED trebuie să asigure trecere fără șoc înregistrări: evoluția în timp a P, Q, U în PCC	
7	art. 17	anexa nr. 4 pct. 4.8	înregistrări în funcționare normală	fără	P, Q, U în PCC	minimum 2 ore	evaluare: se vor urmări variații de putere și viteză a vântului care au condus la porniri/opriri automate de GGE înregistrări: evoluția în timp a P, Q, U în PCC și a numărului GGE în funcțiune, a P și Q produse de acestea	
8	art.14 alin. (1)	anexa nr. 4 pct. 4.9	verificarea funcționării la deconectarea/ conectarea CEED	prin deconectarea IO PCC la un palier P = (20%+100) P_i	P, Q, U în PCC	5 minute	evaluare: se vor urmări variațiile de Q și U în punctele de racordare, variația de U trebuie să fie < 5% U_n înregistrări: evoluția în timp a P, Q, U în PCC	
9		anexa nr. 4 pct. 4.10	verificarea schimbului de date CEED — EMS-SCADA	$P_d > 60\%P_i$	fără	P, Q, U, f în PCC	1 oră	evaluare: la nivel DEN prin transmiterea de consemne P, Q, U și comutare regimuri P/f și Q/U înregistrări: modul de răspuns al CEED
10		anexa nr. 4 pct. 4.11	verificarea calității energiei electrice în punctul de racord al CEE	fără	conform standardului EN 50160	minimum 2 săptămâni	evaluare: prin comparare cu standardul EN 50160 înregistrări: analizoare de calitatea energiei electrice clasa A	

Verificarea performanțelor tehnice ale CEF din punctul de vedere al respectării cerințelor normei tehnice de conectare la rețelele de interes public

CAPITOLUL I

Scop

Scopul prezentei proceduri este de a stabili:

a) testele, verificările și înregistrările necesare a fi efectuate pentru demonstrarea conformității centralelor electrice eoliene cu cerințele cuprinse în NT 30;

b) modul de verificare și testare a CEF.

Procedura se aplică în conformitate cu art. 19 din NT 30:

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, capacitatea 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.”

CAPITOLUL II

Domeniul de aplicare

Prezenta procedură se aplică tuturor centralelor electrice fotovoltaice, indiferent de nivelul de tensiune în punctul de racord, la punerea în funcțiune, și urmărește verificarea respectării condițiilor tehnice stabilite prin proiect, a cerințelor tehnice de funcționare stipulate în ATR și a celor menționate în NT 30 și în Codul RET.

Procedura se aplică:

2.1. la punerea în funcțiune a unei centrale electrice fotovoltaice noi sau re tehnologizate;

2.2. în timpul funcționării, pentru determinarea performanțelor centralelor electrice fotovoltaice, în cazul unor reclamații referitoare la nerespectarea în funcționare a cerințelor NT 30 sau ale Codului RET;

2.3. după reparații capitale, înlocuiri, modernizări ale sistemelor SCADA și de reglaj aferente întregii centrale electrice fotovoltaice sau înlocuirea parțială ori totală a invertoarelor aferente;

2.4. la cererea OTS, în conformitate cu prevederile cap. 6.4 din Codul RET; în acest caz OTS poate solicita verificarea prin probe a oricăruia dintre testele din prezenta procedură;

2.5. pentru CEF cu puteri între 1 MW și 5 MW testele se verifică și se evaluează de către OD, pe baza prezentei proceduri;

2.6. pentru CEF cu puteri mai mari de 10 MW testele se verifică și se evaluează de către OTS;

2.7. pentru CEF cu puteri între 5 și 10 MW testele se efectuează și se evaluează conform prezentei proceduri de către OD care participă la teste și transmite la OTS rezultatele testelor.

CAPITOLUL III

Responsabilități

3.1. Responsabilitățile OTS

3.1.1. Verifică întreaga documentație referitoare la realizarea buclelor de reglaj putere activă, putere reactivă și tensiune și solicită documentații sau teste suplimentare în situația în care performanțele necesare a fi confirmate nu sunt dovedite prin testele efectuate și/sau documentația prezentată.

3.1.2. Participă la probele și testele din prezenta procedură.

3.1.3. Inițiază verificarea funcționării CEFD în situațiile prevăzute în Codul RET în cazul în care se încalcă în mod repetat una sau mai multe cerințe, în conformitate cu pct. 2.2 și 2.4. În această situație se aplică prevederile cap. 6.4 din Codul RET.

3.1.4. Aprobă programul de probe transmis de solicitant.

3.1.5. Are dreptul de a solicita responsabilului de probe repetarea uneia sau mai multor probe ori probe suplimentare care să pună în evidență performanțele CEF sau ale invertoarelor componente.

3.1.6. În cazul abaterilor de la prezenta procedură, rezultate ca urmare a unor cauze obiective, prezentate de responsabilul de probe înainte de efectuarea acestora, DEN este responsabil pentru interpretarea aplicării procedurii.

3.2. Responsabilitățile producătorului în gestiunea căruia se află CEF

3.2.1. Pentru procedurile care necesită verificări/teste, inițiază efectuarea probelor pentru situațiile prevăzute la pct. 2.1 și 2.3.

3.2.2. Întocmește programul de probe împreună cu societatea acceptată (executantul) pentru realizarea probelor și întocmirea documentației (înregistrărilor) și îl supune spre aprobare OTS, respectiv OD.

3.2.3. Informează OD aferent asupra perioadelor în care se vor realiza testele și solicită acceptul din punctul de vedere al condițiilor de rețea.

3.2.4. Transmite la DEN, cu cel puțin 10 zile lucrătoare înainte începerii probelor, programul de probe împreună cu solicitarea de participare la efectuarea lor, convenind cu acesta o dată pentru efectuarea probelor preliminare.

3.2.5. Pentru verificarea CEF cu puteri între 5 MW și 10 MW transmite la OD implicat, cu cel puțin 10 zile lucrătoare înainte începerii probelor, programul de probe, solicitând participarea reprezentanților acestuia (OD) și eventual a reprezentanților OTS.

3.2.6. Pentru verificarea CEF cu puteri mai mici sau egale cu 5 MW transmite la OD implicat, cu cel puțin 10 zile lucrătoare înainte începerii probelor, programul de probe, solicitând participarea reprezentanților acestuia la probe.

3.2.7. Asigură condițiile tehnice pentru efectuarea probelor.

3.2.8. Asigură pe tot parcursul probelor siguranța în funcționare a CEF, fiind răspunzător de integritatea tuturor instalațiilor pe parcursul probelor.

3.2.9. Desemnează de comun acord cu executantul un responsabil al probelor.

3.2.10. După efectuarea probelor transmite documentația finală completă, în conformitate cu prezenta procedură: la DEN pentru CEF cu puteri instalate mai mari de 10 MW, la OD și DEN pentru CEF cu puteri instalate mai mari de 5 MW și mai mici de 10 MW, la OD pentru CEF cu puteri instalate mai mari de 1 MW și mai mici de 5 MW.

3.3. Responsabilitățile OD

3.3.1. Elaborează propriile proceduri de verificare care conțin cel puțin testele și modul de lucru din prezenta procedură pentru CEF cu puteri mai mici sau egale cu 5 MW.

3.3.2. Colaborează cu OTS în efectuarea și asigurarea condițiilor de testare, precum și a analizei rezultatelor testelor cuprinse în prezenta procedură din punctul de vedere al condițiilor de rețea, pentru CEF dispecerizabile racordate în rețeaua de distribuție proprie.

CAPITOLUL IV Modul de lucru

4.1. Condiții generale pentru efectuarea testelor

4.1.1. Probele sintetizate în anexa nr. 5.1 se execută complet în cadrul probelor preliminare (de casă) și se reiau parțial/complet în cadrul probelor finale executate în prezența reprezentanților DEN pentru CEF cu puteri instalate mai mari de 10 MW și/sau OD pentru celelalte cazuri.

4.1.2. În cadrul probelor finale executate în prezența specialiștilor DEN, se verifică și executarea consemnelor P, Q, U transmise de la DEC.

4.1.3. Solicitantul depune la DEN un dosar complet cu înregistrările efectuate pe parcursul testelor preliminare (de casă) și finale. În cadrul analizei rezultatelor testelor preliminare, DEN analizează documentația, solicită alte documente sau teste suplimentare, iar dacă este cazul, inițiază o întâlnire între solicitant, reprezentanții OD și executantul probelor.

4.1.4. Verificările CEF pot începe numai după punerea în funcțiune a minimum 90% din puterea instalată a CEF, conform procedurilor producătorilor.

4.1.5. Probele se vor efectua în perioade în care condițiile de mediu asigură o producție a CEF de minimum 60% din P_i .

4.2. Cerințe privind aparatele de măsură și echipamentele de simulare și înregistrare

4.2.1. Traductori frecvență: precizie $\leq 0,005$ Hz, timp de răspuns < 100 ms, domeniu 45—55 Hz

4.2.2. Traductori P, Q, U clasa de precizie minimă 0,3

4.2.3. Sistem achiziție minimum 0,5 s pentru fiecare mărime achiziționată, posibilitate de înregistrare în fișiere „.xls”. Pentru cerințele prevăzute la pct. 6.10 se vor asigura viteze de înregistrare de minimum 40 ms

4.2.4. Simulare frecvență: precizie $< 0,005$ Hz, domeniu 45—55 Hz, asigurare modificare frecvență cu precizie 5 mHz și rampă de 1 Hz/sec.

4.2.5. Sistem GPS pentru ștampila timp

4.2.6. Măsură putere disponibilă, mărime pentru care pot fi utilizate și echipamentele din dotarea CEF

4.2.7. Analizoare de calitate a energiei electrice de clasă A, cu GPS, cu posibilitatea calculelor de perturbații pe diferite intervale de timp, prestabilite sau determinate postînregistrare

Exemplu: determinarea perturbației pe un interval de timp în care s-a realizat fiecare probă, dar și pe interval de 1 săptămână (standardizat).

4.2.8. Pentru verificările care se efectuează pentru CEF cu putere instalată mai mare de 5 MW, societatea care efectuează testele (executantul) trebuie să fie auditată și acceptată de OTS, conform Procedurii operaționale „Acceptarea furnizorilor de produse/servicii/lucrări”, cod: Tel — 04.08.

4.3. Verificarea cerințelor privind funcționarea CEF la variațiile de frecvență

Testele se adresează CEFD cu puteri instalate mai mari de 10 MW și au drept scop verificarea respectării cerințelor precizate la art. 9 din NT 30:

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 activă momentan disponibilă. 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.

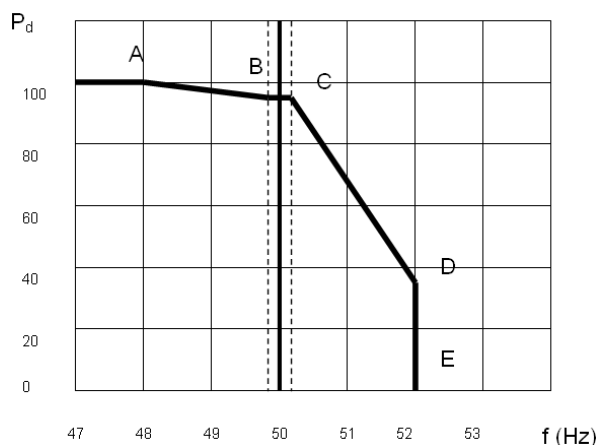


Figura 2. Variația puterii active a CEFD în funcție de frecvență

(2) Modificarea puterii active generate datorită variațiilor de frecvență va fi realizată, pe cât este posibil în condițiile momentane de radiație 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” de pe curba caracteristică prezentată în figura 2, se admite ca CEFD să fie deconectată.”.

Modul de lucru: Proba se efectuează pentru două situații de funcționare: funcționare la puterea disponibilă dată de condițiile meteo momentane și un consemn de putere activă de valoare redusă față de puterea disponibilă. Frecvența măsurată în cadrul buclei de putere activă va fi înlocuită cu o valoare simulată, introdusă fie soft, fie dintr-un generator de semnal. Se vor simula diferite valori ale frecvenței: 47,5; 48; 48,5; 49; 49,8; 50,2; 50,5; 51; 51,5; 52; 52,1 Hz. Testul se va realiza în reglaj de putere reactivă activat cu consemn de putere reactivă setat la zero.

Înregistrări: Se vor realiza înregistrări în timp pentru: puterea disponibilă P_d , consemnul de putere activă P_{cons} , valoarea simulată a frecvenței $f_{simulat}$ și mărimile măsurate atât la nivelul stației (PCC), cât și la nivelul centralei: P, Q, U, f. Se va ridica și graficul $P-f$ realizat comparativ cu cel solicitat în figura 2 din NT 30.

Evaluare: Se va determina gradul în care puterea activă este modificată la variațiile de frecvență, inclusiv oprirea CEF la frecvențe ce depășesc domeniul 47,5—52 Hz. Se va verifica faptul că puterea CEF urmează graficul $P-f$ în cazul în care frecvența variază de la 52 la 50,2 Hz și CEF are capacitatea de a se conecta la rețea la orice valoare a frecvenței în domeniul solicitat.

4.4. Verificarea cerințelor privind respectarea consemnului de putere activă

Testele se referă la verificarea respectării cerințelor precizate la art. 10 din NT 30 cu referire la comportamentul centralelor electrice fotovoltaice dispecerizabile cu puteri mai mari de 5 MW la variațiile consemnului de putere activă.

Testele se aplică tuturor CEF cu putere instalată mai mare de 5 MW.

Testele se referă la demonstrarea respectării:

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

Verificarea se va aplica la toate CEF cu putere instalată mai mare de 5 MW.

Modul de lucru: În condițiile de mediu favorabile funcționării la o putere de cel puțin 60% din puterea instalată pusă în funcțiune se va seta, local, un consemn de putere activă de valoare redusă față de puterea disponibilă. Noul consemn de putere se va menține cel puțin 5 minute, după care se va reveni cu un consemn de putere egal cu puterea instalată. Testul se va

repetă pentru 3 valori de consemn de putere activă diferite, de exemplu: 20% Pi, 40% Pi, 60% Pi. Testul se va realiza în reglaj de putere reactivă activat cu consemn de putere reactivă setat la zero.

Înregistrări: Se vor realiza înregistrări în timp pentru: puterea disponibilă Pd, consemnul de putere activă Pcons, mărimile măsurate atât la nivelul stației (PCC), cât și la nivelul centralei: P, Q, U, f.

Evaluare: Consemnul de putere activă trebuie să fie atins în timpul dat de viteza de variație setată și treapta de putere redusă solicitată și menținut într-o bandă de $\pm 5\%$ Pi. Aceleași cerințe se aplică și pentru cazul în care se revine (în sensul de creștere a puterii) la consemnul de putere inițial.

4.4.2. Art. 10. — (2): „Mărimile valorii de consemn a puterii active trebuie să poată fi preluate automat de la distanță.”

Verificarea se va aplica la toate CEF cu putere instalată mai mare de 10 MW pentru care consemnul de putere activă este transmis din sistemul EMS-SCADA, iar pentru toate CEF cu putere instalată mai mare de 5 MW și mai mică de 10 MW consemnul de putere activă va fi transmis de la centrul de dispecer de centrală CEF.

Modul de lucru: este cel prezentat la pct. 4.4.1, cu deosebirea că pentru CEF cu puteri instalate mai mari de 10 MW, valoarea de consemn este setată de la DEC/DET prin intermediul sistemului EMS-SCADA, iar pentru CEF cu puteri instalate mai mari de 5 MW și mai mici sau egale cu 10 MW, valoarea de consemn este setată de la centrul propriu de dispecer prin calea de comunicație stabilită de acesta. Verificarea transmiterii consemnelor de putere de la centrele de dispecer de centrală pentru CEFD cu puteri instalate mai mari de 10 MW este obiectul verificărilor centrelor de dispecer de centrală.

Înregistrări: Se vor realiza înregistrări în timp pentru: puterea disponibilă Pd, consemnul de putere activă Pcons și mărimile măsurate atât la nivelul stației (PCC), cât și la nivelul centralei: P, Q, U, f.

Evaluare: Consemnul de putere activă recepționat și executat la nivel CEFD este cel setat la nivel EMS-SCADA.

4.4.3. Art. 10. — (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.”

Verificarea va viza toate CEF cu putere instalată mai mare de 5 MW.

Modul de lucru, înregistrările și evaluarea sunt cele prezentate la pct. 4.4.1.

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

Verificarea va viza toate CEF cu putere instalată mai mare de 10 MW.

Modul de lucru, înregistrările și evaluarea sunt cele prezentate la pct. 4.4.1. Se vor seta două rampe de variație a puterii active, una fiind de 10% Pi/minut. Verificarea rampei se realizează atât la scăderea consemnului de putere activă, cât și la creșterea acestuia.

4.5. Verificarea cerințelor privind capacitatea de livrare a puterii reactive în PCC

Testele se adresează CEF și au drept scop verificarea respectării cerințelor precizate la art. 13 și art. 21 alin. (3) din NT 30.

4.5.1. Verificarea factorului de putere în PCC

Testul se referă la verificarea respectării de către CEF cu $P_i > 1$ MW a cerințelor precizate la art. 13 alin. (1), respectiv art. 21 alin. (3) din NT 30, cu referire la comportamentul CEF la variațiile consemnului de tensiune.

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.”

Art. 21. — (3): „În plus față de cerințele de la alin. (1), CEFD 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.”

Mod de lucru: În banda admisibilă de tensiune specificată în Codul RET, pentru o valoare cât mai apropiată de puterea activă instalată se trece CEF în reglaj de putere reactivă și se aplică un consemn de putere reactivă maximă atât în regim inductiv, cât și în regim capacitiv. Se înregistrează valorile obținute.

Înregistrări: Se înregistrează valorile măsurate atât la nivelul stației (PCC), cât și la nivelul centralei: P, Q, U, f.

Evaluare: Se calculează factorul de putere pentru puterea activă maximă la care s-au efectuat testele.

4.5.2. Verificarea cerințelor privind reglajul de putere reactivă

Testul se referă la verificarea respectării cerințelor precizate la art. 13 alin. (2) lit. b) din NT 30 și în Codul RET, cu referire la comportamentul centrelor electrice fotovoltaice la variațiile consemnului de putere reactivă.

Testul se aplică tuturor CEF cu putere instalată mai mare de 5 MW.

Art. 13. — (2): „CEFD trebuie să poată realiza reglajul automat de tensiune — putere reactivă în PCC în oricare din modalitățile (cu utilizarea integrală a resurselor de putere reactivă ale CEF):

b) Reglajul puterii reactive schimbate cu SEN în PCC”.

Mod de lucru: În condiții de respectare a limitelor admisibile de tensiune din PCC, se trece CEF în reglaj de putere reactivă la puterea activă generată conform condițiilor de mediu. Se aplică diferite consemne de putere reactivă. Testele se reiau pentru consemne de putere reactivă setate local, de la distanță (DEC/DET sau centrul de dispecer al CEF în cazul CEF cu puteri mai mici sau egale cu 10 MW). În cazul CEF cu puteri mai mari de 10 MW testele se reiau și pentru cel puțin două valori diferite de variație a puterii reactive.

Înregistrări: Se înregistrează valorile măsurate atât la nivelul stației (PCC), cât și la nivelul centralei: P, Q, U, f și valoarea de consemn a puterii reactive.

Evaluare: Realizarea consemnului de putere reactivă și menținerea unei valori constante în banda de insensibilitate de maximum ± 2 MVar. Se vor determina valorile MVar/kV din PCC pentru cel puțin două valori de putere activă produsă de CEF.

4.5.3. Verificarea diagramei teoretice P—Q a CEF în PCC

Testul se referă la verificarea respectării cerințelor precizate la art. 13 alin. (3) din NT 30.

Art. 13. — (3): „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).”

Mod de lucru: În banda admisibilă de tensiune specificată în Codul RET și RED, pentru o valoare cât mai apropiată de puterea activă instalată, se trece CEF în reglaj de putere reactivă și se aplică un consemn de putere reactivă maximă atât în regim inductiv, cât și în regim capacitiv. Se înregistrează valorile obținute. Se continuă cu ridicarea diagramei P—Q a CEF pentru cel puțin 5 puncte de putere activă. Pentru un consemn de putere activă zero, se măsoară și puterea reactivă injectată în PCC, urmărindu-se ca aceasta să fie nulă.

Înregistrări: Se înregistrează valorile măsurate atât la nivelul stației (PCC), cât și la nivelul centralei: P, Q, U, f și valorile de consemn ale puterii reactive Qc și puterii active Pc.

Evaluare: Se compară diagrama P—Q ridicată în urma studiilor de reactiv în PCC cu cea ridicată în mod real. Se măsoară schimbul de putere reactivă în PCC la putere activă nulă.

4.6. Verificarea cerințelor privind reglajul de tensiune

Testul se referă la verificarea respectării cerințelor precizate la art. 13 alin. (2) lit. a din NT 30 și în Codul RET cu referire la comportamentul centralelor electrice fotovoltaice la variațiile consemnului de tensiune.

Testul se aplică tuturor CEF cu putere instalată mai mare de 10 MW.

Art. 13. — (2): „CEFD trebuie să poată realiza reglajul automat de tensiune — putere reactivă în PCC în oricare din modalitățile (cu utilizarea integrală a resurselor de putere reactivă ale CEF):

a) Reglajul tensiunii în PCC”.

Mod de lucru: În condiții de respectare a limitelor admisibile de tensiune din PCC se trece CEF în reglaj de tensiune la puterea activă generată conform condițiilor de mediu și la tensiunea existentă în rețea în acel moment, se aplică diferite consemne de tensiune: pentru tensiuni ≥ 110 kV, cu valori $\pm 2+3$ kV față de tensiunea existentă în rețea, iar pentru tensiuni < 110 kV, cu valori $\pm 2+3\%$ față de tensiunea existentă în rețea. Testele se reiau pentru consemne de tensiune setate local, de la distanță (DEC/DET/centrul de dispecer al CEF) și pentru cel puțin două valori diferite de variație a tensiunii.

Înregistrări: Se înregistrează valorile măsurate atât la nivelul stației (PCC), cât și la nivelul centralei: P, Q, U, f și valoarea de consemn a tensiunii, Uconsemn.

Evaluare: Realizarea consemnului de tensiune și menținerea unei valori constante în banda de insensibilitate de maximum $\pm 0,5$ kV. Se vor determina valorile MVar/kV din PCC pentru cel puțin două valori de putere activă produsă de CEF.

4.7. Verificarea comutării fără șoc între regimurile de reglaj de putere reactivă și tensiune în PCC

Testele se aplică numai pentru CEF cu putere instalată mai mare de 10 MW și se referă la demonstrarea trecerii (comutării) între regimurile de funcționare reglaj de tensiune și reglaj de putere reactivă fără producerea de șocuri în putere activă, reactivă sau tensiune. Verificarea se realizează atât pentru comutările de regim realizate local, cât și pentru comutările de regim realizate de la distanță (DEC/DET/centru de dispecer).

4.8. Verificarea cerințelor privind funcționarea în regim normal

Testele se aplică pentru toate CEF cu putere instalată mai mare de 1 MW și se referă la verificarea respectării cerințelor precizate la art. 14 din NT 30:

Art. 14: „În regim normal de funcționare al rețelei, CEFD nu trebuie să producă în punctul de racordare variații rapide de tensiune mai mari de $\pm 5\%$ din tensiunea nominală [...]”

Verificările constau în înregistrări de funcționare îndelungată la putere activă generată de diferite valori. Înregistrările trebuie să pună în evidență situațiile în care, CEF fiind în funcționare, unele sau toate invertoarele s-au oprit, respectiv au pornit automat pe criteriul de variație a condițiilor de mediu și de iluminare. Înregistrările trebuie să fie pe o perioadă de minimum 2 ore până la 24 de ore.

4.9. Verificarea cerințelor privind funcționarea în situații speciale

Testele se aplică pentru toate CEF cu putere instalată mai mare de 1 MW și se referă la verificarea respectării cerințelor precizate la art. 12 alin. (1) din NT 30:

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 din rețea, supratensiuni tranzitorii etc.), cât și în cazul apariției unor condiții tehnice excepționale/anormale de funcționare.”

Mod de lucru: Se realizează o deconectare urmată de o conectare rapidă a întreruptorului CEF din stația de conectare (PCC). În situații speciale, pentru CEF cu puteri mai mari de 10 MW se vor realiza simulări de RAR trifazat în PCC sau în alt punct din rețea, punct indicat de OTS.

Înregistrări: Se înregistrează valorile măsurate atât la nivelul stației (PCC), cât și la nivelul centralei: P, Q, U, f cu rata de achiziție de maximum 40 ms.

Evaluare: comportamentul CEF

4.10. Verificarea schimbului de date CEF — EMS-SCADA

Testele se aplică pentru toate CEF cu putere instalată mai mare de 1 MW și se referă la verificarea:

a) pentru CEFD cu puteri instalate mai mari de 10 MW:

1. recepția/emisia și executarea corectă a informațiilor/comenzilor schimbate: mărimi măsurate (P, Q, U), consemne (P, Q, U) și selectoare de regim (P—f, Q/U);

2. recepționarea valorilor prin intermediul unei căi de comunicație prin fibră optică cu rezervare pe un alt suport de comunicație;

3. integrarea CEFD în EMS-SCADA;

4. tratarea corectă în toate protocoalele a valorilor măsurate și a consemnelor din CEFD;

5. verificarea mărimilor analogice afișate în ecrane cu mărimile analogice citite din alte aparate la nivelul CEFD (P, Q, U, f);

b) pentru CEF cu puteri instalate mai mari de 1 MW și mai mici sau egale cu 10 MW integrarea valorilor P și Q măsurate în PCC și recepționate în sistemul EMS-SCADA al OTS fie de la centrul de dispecer al CEF, fie din sistemul DMS-SCADA al operatorului de distribuție.

Verificarea se realizează de către OTS, semnalele de mai sus trebuie să fie recepționate corect, iar consemnele trebuie să fie funcționale și executate corect de CEFD.

4.11. Verificarea calității energiei electrice în punctul de racord al CEF

Testele se aplică pentru toate CEF cu putere instalată mai mare de 1 MW și se referă la încadrarea în limite a THD, armonici, factor de nesimetrie negativă și flicker în punctul de conectare.

Analizările de calitate la care se face referire în continuare sunt de clasă A, certificate PSL, și aparțin executantului, respectiv solicitantului.

Art. 18: „CEFD este monitorizată din punctul de vedere al calității energiei electrice în PCC pe durata testelor. CEFD racordate la RET vor asigura monitorizarea permanentă a calității energiei electrice prin integrarea în sistemul de monitorizare al calității energiei electrice al OTS.”

Pentru CEF cu puteri mai mari de 10 MW înregistrările efectuate pe durata probelor și pe o durată ulterioară de două săptămâni se vor transmite la DEN.

În situația în care, prin funcționarea CEFD, chiar în perioada de probe, înregistrările dovedesc o deteriorare a calității energiei electrice, producătorul trebuie să ia măsuri de dotare cu mijloacele de compensare necesare, care să conducă la încadrarea parametrilor de calitate a energiei electrice în punctul de racordare în limitele stabilite prin Codul RET/RED. Nu se admite funcționarea CEF fără respectarea cerințelor de calitate a energiei electrice în punctul de racord.

CAPITOLUL V

Rapoarte și înregistrări

Înregistrările conțin dosarul complet al rezultatelor probelor conform anexei nr. 5.1, însoțite de concluziile executantului (cel care a executat testările), precum și documentele enumerate în prezenta procedură.

Lista probelor necesar a se efectua este prevăzută în anexa nr. 5.1.

Nr. probă	Articol din NT30	Paragraf procedură	CEF verificat			Denumirea/Descrierea probei	Condiții de funcționare	Simulări	Mărimi măsurate	Durata probei	Cerințe speciale/Condiții de evaluare
			Pi > 10 MW	10 MW ≤ Pi < 5 MW	5 MW ≤ Pi < 1 MW						
1	art. 9 alin. (1) art. 9 alin. (2)	anexa nr. 5 pct. 4.3	DA	NU	NU	verificarea implementării curbei de dependență frecvență-putere	în condițiile Pd > 60% Pi se aleg valorile P ₁ = 70% Pd P ₂ puterea disponibilă (fără consemn de P)	aplicarea treptelor de frecvențe simulate 47,5; 48; 48,5; 49; 49,8; 50,2; 50,5; 51; 51,5; 52; 52,1 Hz	P, Q, U, f atât la nivelul stației (PCC), cât și la nivelul centralei, Pc, Pd, fsimulat	1 ÷ 3 minute la fiecare treaptă în funcție de timpul de stabilizare	înregistrări: evoluția în timp a Pc, P și frecvență; graficul P-f simulat conform figurii 2 evaluare: CEFD trebuie să răspundă conform dependenței cerute putere-frecvență
			DA	NU	NU	verificarea opririi/pornirii pe criteriul de frecvență					înregistrări: timpi de pornire/oprire evaluare: la oprirea CEFD se vor nota și urmări: timpul de oprire/pornire și evaluarea procedurilor de oprire/pornire
2	art.10 alin. (1) art. 10 alin. (2) art. 10 alin. (3)	anexa nr. 5 pct. 4.4.1 pct. 4.4.2 pct. 4.4.3	DA	DA	NU	verificarea reglajului puterii active la o valoare de consemn mai mică decât puterea disponibilă	Pd > 60%Pi 3 paliere: P ₁ = 60%Pd P ₂ = 40%Pd P ₃ = 20%Pd	fără	P, Q, U, f atât la nivelul stației (PCC), cât și la nivelul centralei, Pc și Pd	proba se face și cu revenire, câte 5 minute pe fiecare paliere; pentru fiecare probă se va alege o altă rampă (se vor verifica 2 rampe)	înregistrări: evoluția în timp a Pc, Pd, P, Q, U în PCC, fiind în funcțiune reglajul de putere reactivă la Qconsemn = 0 evaluare: CEF trebuie să mențină noul consemn de putere în plaja ± 5%Pi
			DA	NU	NU	verificarea vitezei de reglaj a puterii active la o valoare de consemn					

3	art. 13 alin. (1)	anexa nr. 5 pct. 4.5.1	DA	DA	DA	asigurarea factorului de putere 0,90 inductiv/capacitiv în PCC la $P = P_i$	P = P_i	fără	P, Q, U, f atât la nivelul stației (PCC), cât și la nivelul centralei	5 minute/proba cu verificarea 0,90 inductiv/capacitiv	înregistrări: evoluția în timp a P, Q, U în PCC evaluare: CEED trebuie să asigure valoarea FP 0,9 inductiv/capacitiv
3	art. 13 alin. (3)	anexa nr. 5 pct. 4.5.2	DA	DA	DA	asigurarea schimbului de reactiv zero cu sistemul în cazul P produse nul	P = 0	fără	P, Q, U, f atât la nivelul stației (PCC), cât și la nivelul centralei	5 minute	înregistrări: evoluția în timp a P, Q, U în PCC evaluare: CEED trebuie să asigure schimb zero de reactiv cu SEN în PCC
4	art. 13 alin. (2) lit. a)	anexa nr. 5 pct. 4.6	DA	NU	NU	asigurarea reglajului de tensiune în PCC	P în domeniul (10%÷100%) P_i	fără	P, Q, U, f atât la nivelul stației (PCC), cât și la nivelul centralei și Ucons	se menține consemnul minimum 10 minute, după atingerea valorii de consemn se vor alege 2 viteze de variație diferite	înregistrări: evoluția în timp a P, Q, U, Pc și Uconsemn evaluare: CEED trebuie să asigure reglajul de tensiune în punctul de racordare
5	art. 13 alin. (2) lit. b)	anexa nr. 5 pct. 4.5	DA	DA	NU	asigurarea reglajului de putere reactivă în PCC	P în domeniul (10%÷100%) P_i se aleg 3 valori de consemn pentru Q	fără	P, Q, U, f atât la nivelul stației (PCC), cât și la nivelul centralei și Qcons	se menține consemnul minimum 10 minute, după atingerea valorii de consemn pentru CEF \geq 10MW se vor alege viteze de variație diferite	înregistrări: evoluția în timp a P, Q, U, Qc în PCC evaluare: CEED trebuie să asigure reglajul de putere reactivă în punctul de conectare în plaja ± 2 MVar
6	anexa nr. 5 pct. 4.7		DA	NU	NU	trecerea fără șoc la alegerea între regimurile de reglaj Q/U	proba se poate realiza în cadrul probelor anterioare		P, Q, U, f atât la nivelul stației (PCC), cât și la nivelul centralei	trecere din reglaj Q→U, U→Q	înregistrări: evoluția în timp a P, Q, U în PCC evaluare: CEFD trebuie să asigure trecere fără șoc

Nr. probă	Articol din NT30	Paragraf procedură	CEF verificat			Denumirea/Descrierea probei	Condiții de funcționare	Simulări	Mărimi măsurate	Durata probei	Cerințe speciale/Condiții de evaluare
			Pi > 10 MW	10 MW ≤ Pi < 5 MW	5 MW ≤ Pi < 1 MW						
7	art. 14	anexa nr. 5 pct. 4.8	DA	DA	DA	înregistrări în funcționare normală	fără	fără	P, Q, U, f atât la nivelul stației (PCC), cât și la nivelul centralei	minimum 24 de ore	evaluare: se vor urmări variații de putere activă tensiune și putere reactivă din PCC și CEF înregistrări: evoluția în timp a P, Q, U în PCC și a numărului de invertoare în funcțiune
8	art. 12 alin. (1) și art. 15	anexa nr. 5 pct. 4.9	DA	DA	DA	verificarea funcționării la deconectarea/conectarea CEF	prin deconectarea întreruptorului CEF în PCC la un palier P = (50%±100%) Pi	fără	P, Q, U, f atât la nivelul stației (PCC), cât și la nivelul centralei	10 minute	înregistrări: evoluția în timp a P, Q, U în PCC și la nivel CEF evaluare: se vor urmări variațiile de Q și U în PCC, variația de U trebuie să fie < 5%Un
9		anexa nr. 5 pct. 4.10	DA	DA	DA	verificarea schimbului de date CEF — EMS-SCADA	Pd > 60%Pi	fără	P, Q, U, f în PCC	1 oră	evaluare: la nivel DET/DED prin transmiterea de consemne P, Q, U și comutare regimuri P/f și Q/U înregistrări: modul de răspuns al CEF
10	art. 18	anexa nr. 5 pct. 4.11	DA	DA	DA	verificarea calității energiei electrice în punctul de racord al CEF	fără	fără	conform standardului EN 50160	minimum 2 săptămâni	evaluare: prin comparare cu standardul EN 50160 înregistrări: analiza de calitate a energiei electrice clase A

**Model de solicitare pentru emiterea acordului de punere sub tensiune
a echipamentelor CEED/CEFD**

ANTET

Către

COMPANIA NAȚIONALĂ DE TRANSPORT AL ENERGIEI ELECTRICE TRANSELECTRICA — S.A.

Societatea Comercială, înregistrată la Oficiul Registrului
Comerțului din cu numărul, solicită punerea sub tensiune a Centralei Electrice
Eoliene/Fotovoltaice Dispecerizabile, aflată în gestionarea sa.

În susținerea acestei cereri, anexează documentele expuse la pct. 6.1. din Procedura privind
punerea sub tensiune pentru perioada de probe și certificarea conformității tehnice a centralelor electrice
eoliene și fotovoltaice, aprobată prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în
Domeniul Energiei nr. 74/2013.

Director,

.....

Data:

**Model de solicitare pentru emiterea certificatului de conformitate
cu cerințele NT 51 și NT 30**

ANTET

Către

COMPANIA NAȚIONALĂ DE TRANSPORT AL ENERGIEI ELECTRICE TRANSELECTRICA — S.A.

Societatea Comercială, înregistrată la Oficiul Registrului
Comerțului din cu numărul, solicită certificarea conformității cu Ordinul
președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 51/2009 privind aprobarea
Normei tehnice „Condiții tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru centralele
electrice eoliene”, cu modificările și completările ulterioare, și Ordinul președintelui Autorității Naționale de
Reglementare în Domeniul Energiei nr. 30/2013 privind aprobarea Normei tehnice „Condiții tehnice de
racordare la rețelele electrice de interes public pentru centralele electrice fotovoltaice” pentru Centrala
Electrică Eoliană/Centrala Electrică Fotovoltaică, aflată în gestionarea sa.


În susținerea acestei cereri, anexează documentele de la pct. 6.3. din Procedura privind punerea sub
tensiune pentru perioada de probe și certificarea conformității tehnice a centralelor electrice eoliene și
fotovoltaice, aprobată prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul
Energiei nr. 74/2013.

Director,

.....

Data:

Machetele certificatelor emise de către OTS, respectiv OR, de conformitate cu cerințele normelor tehnice
pentru CEE și CEF

	<i>Compania Națională de Transport al Energiei Electrice</i>
	<i>"Transelectrica" - S.A.</i>
Ca urmare a solicitării adresate de, cu sediul în, Nr. Reg. Comerțului, reprezentată prin Administrator /Director General, înregistrată la numărul din data de, în baza probelor de verificare și a documentației tehnice depuse la C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. se acordă	
CERTIFICAT	
de conformitate cu cerințele Normei Tehnice „Condiții tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru centralele electrice eoliene” Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 51/2009 cu modificările și completările ulterioare Centrala electrică eoliană dispacherizabilă:	
Dispecerul Energetic Național DIRECTOR	
Seria: CE Nr.:	Data eliberării:

Sigla Operatorului de distribuție	(Operatorul de distribuție)
Ca urmare a solicitării adresate de, cu sediul în, Nr. Reg. Comerțului, reprezentată prin Administrator /Director General, înregistrată la numărul din data de, în baza probelor de verificare și a documentației tehnice depuse la (Operatorul de distribuție) se acordă	
CERTIFICAT	
de conformitate cu cerințele Normei Tehnice „Condiții tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru centralele electrice eoliene” Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 51/2009 cu modificările și completările ulterioare Centrala electrică eoliană nedispacherizabilă:	
(Operatorul de distribuție) DIRECTOR	
Seria: CE Nr.:	Data eliberării:

*) Anexa nr. 8 este reprodusă în facsimil.



Compania Națională de Transport al Energiei Electrice

"Transelectrica" - S.A.

Ca urmare a solicitării adresate de,
cu sediul în, Nr. Reg. Comerțului,
reprezentată prin Administrator / Director General, înregistrată la numărul din data de
în baza probelor de verificare și a documentației tehnice depuse la C.N.T.E.E. Transelectrica S.A.
se acordă

CERTIFICAT

de conformitate cu cerințele
Normei Tehnice „Condiții tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru centralele electrice fotovoltaice”
Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 30/2013
Centrala electrică fotovoltaică disperecerizabilă:

Dispecerul Energetic Național

DIRECTOR

Seria: CF Nr.: Data eliberării:

Sigla

Operatorului de distribuție

(Operatorul de distribuție)

Ca urmare a solicitării adresate de,
cu sediul în, Nr. Reg. Comerțului,
reprezentată prin Administrator / Director General, înregistrată la numărul din data de
în baza probelor de verificare și a documentației tehnice depuse la (Operatorul de distribuție)
se acordă

CERTIFICAT

de conformitate cu cerințele
Normei Tehnice „Condiții tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru centralele electrice fotovoltaice”
Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 30/2013
Centrala electrică fotovoltaică nedisperecerizabilă:

(Operatorul de distribuție)

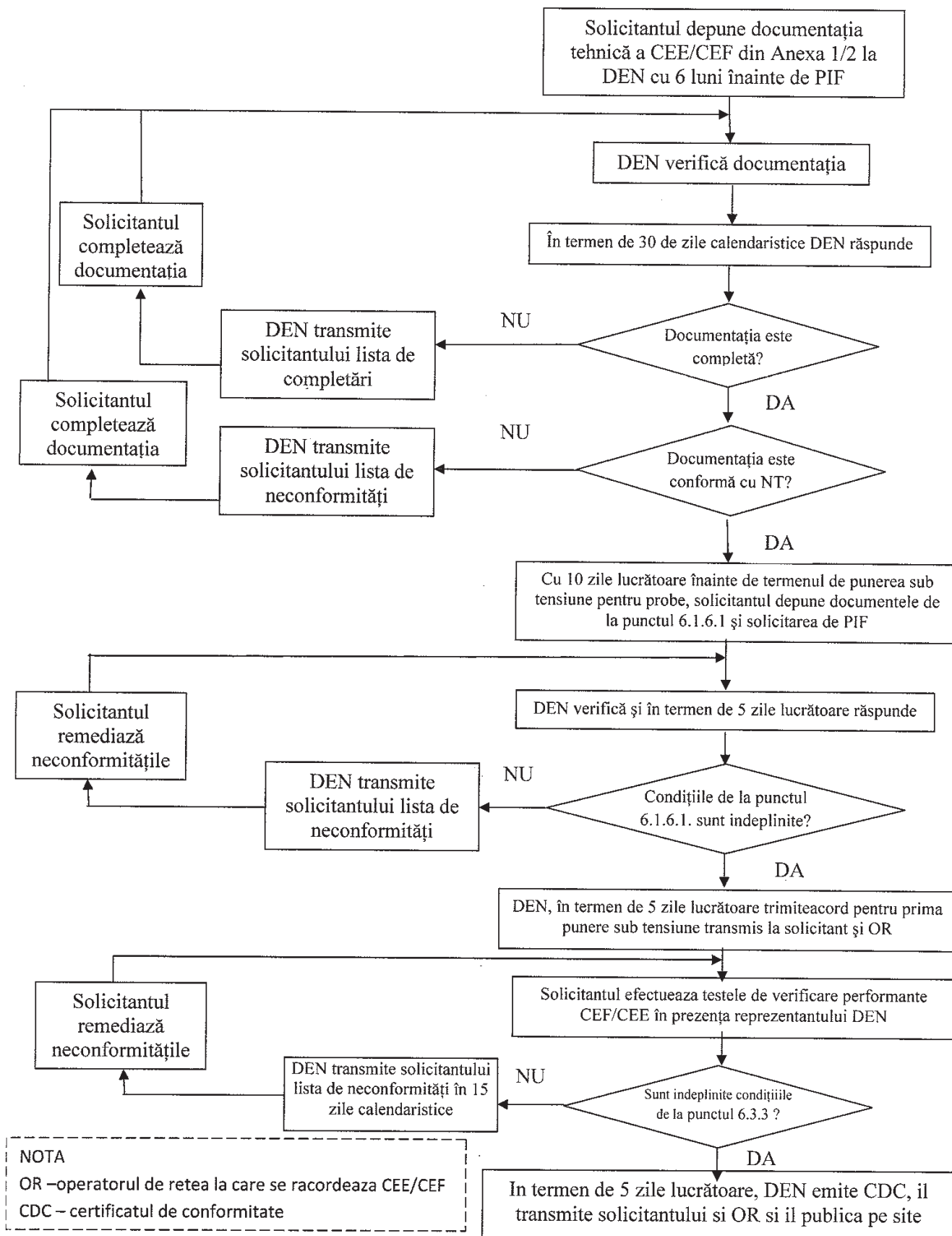
DIRECTOR

Seria: CF Nr.: Data eliberării:

Sinteza procesului de acordare a conformității tehnice CEE și CEF

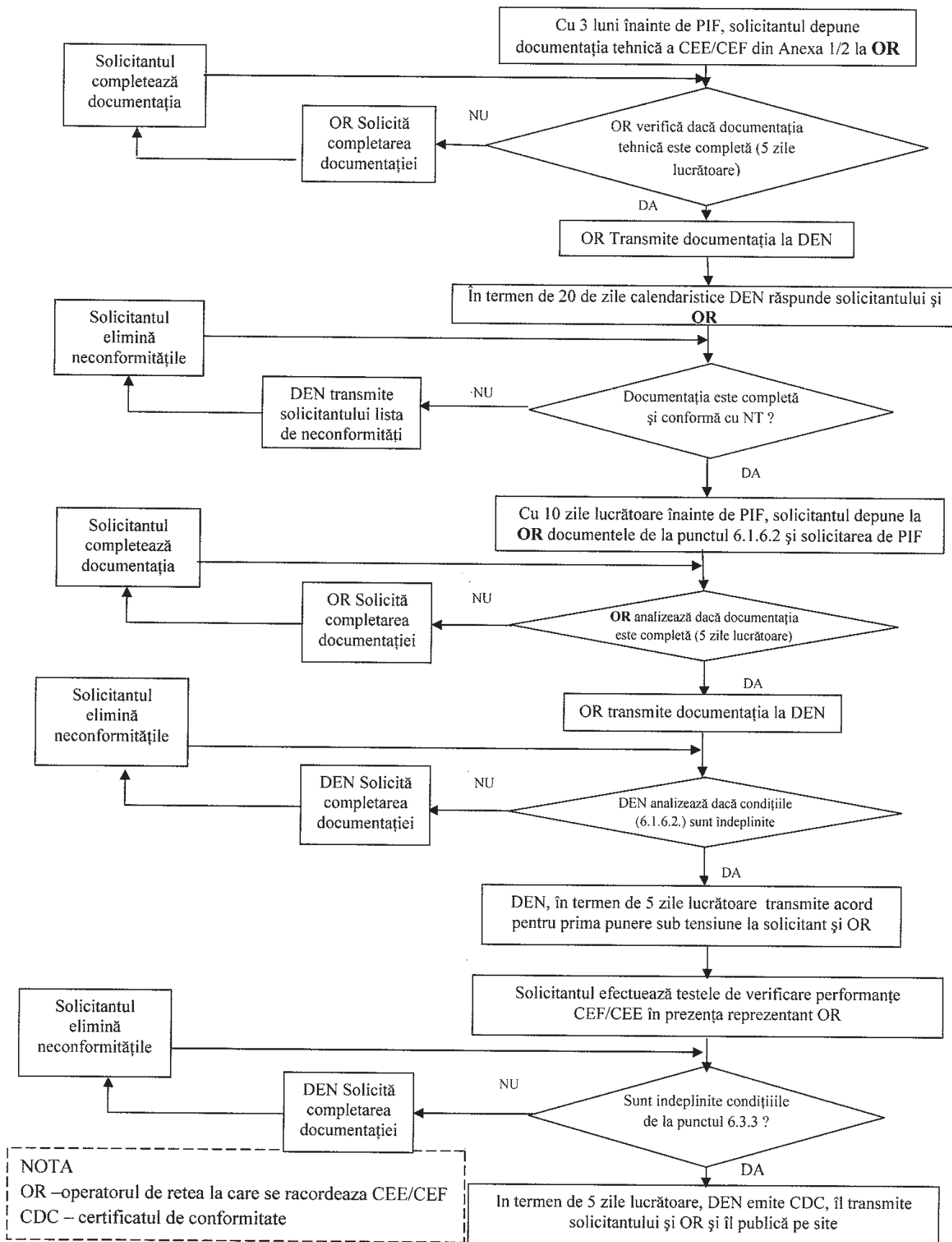
	Putere instalată > 10 MW		Putere instalată mai mare de 5 MW și mai mică sau egală cu 10 MW		Putere instalată mai mare de 1 MW și mai mică sau egală cu 5 MW	
	CEE	CEF	CEE	CEF	CEE	CEF
Documentația tehnică specificată în anexele nr. 1, 2 și 3 la procedură se depune la	DEN		OR care, în termen de 5 zile o transmite la DEN		OR	
Integrarea valorilor de măsură și de stare se realizează în sistemul EMS-SCADA al OTS	direct		în mod agregat prin legătura EMS-DMS SCADA/din centrul de dispecer/ de comunicație		în mod agregat prin legătura EMS-DMS SCADA/din centrul de dispecer/ de comunicație	
Integrarea valorilor de măsură și de stare în sistemul DMS-SCADA al OD	DA — cu excepția celor care se conectează direct în stațiile OTS		DA		DA	
Integrarea valorilor de consemn se realizează la nivel	sistemul EMS-SCADA al OTS		la centrul de dispecer al CEE/CEF		NU	
Integrare în sistemul de prognoză	DA	DA	DA	DA	NU	
Reglarea puterii active la dispoziția dispecerului	DA — în mod continuu la valoarea dispusă		DA—prin deconectare/ conectare/GGE, la valoarea dispusă	DA — în mod continuu la valoarea dispusă	NU	
Reglare Q la dispoziția dispecerului	DA — în mod continuu la valoarea dispusă		DA — în trepte	DA — în mod continuu la valoarea dispusă	NU	
Integrarea mijloacelor de compensare în	Buclele de reglaj de tensiune și putere reactivă			Bucla de reglaj putere reactivă		
Reglare U la dispoziția dispecerului	DA — în mod continuu la valoarea dispusă		NU		NU	
Implementarea curbei putere-frecvență	DA		NU		NU	
Verificarea conformității inverter/GGE (certIFICATE și probe de laborator)	DA		DA		DA	
Studii pentru calculul puterii reactive în PCC	DA		Calculul puterii reactive în PCC	DA	Calculul puterii reactive în PCC	
Studii pentru evitarea insularizării	DA		DA		la cererea OR sau DEN	
Pe baza documentației complete, care certifică respectarea cerințelor tehnice, acordul pentru punerea sub tensiune în vederea PIF este emis de	DEN		DEN		OR	
CEE și CEF aparțin unui centru de dispecer	DA		DA		NU	
Ordin de investiție este emis de	DEN		DEN		OR	
Publicarea programului de punere în funcțiune	pe website-ul OTS		—		—	
Se efectuează probe de verificare a performanțelor centralei	DA		DA		la solicitarea OR	
Efectuarea probelor finale ale centralei se efectuează în prezența reprezentanților	DEN		OD		OD	
Certificatul de conformitate tehnică este emis de	DEN		DEN		OR	
Publicarea situației emiterii de certificate de conformitate pe website-ul Transelectrica	pe website-ul OTS și website-ul OR		pe website-ul Transelectrica și website-ul OR		—	
Înscriere în piața de echilibrare	DA		DA		NU	

Schema logică a procesului de punere sub tensiune pentru perioada de probe și certificare pentru CEE și CEF cu $P_i > 10$ MW



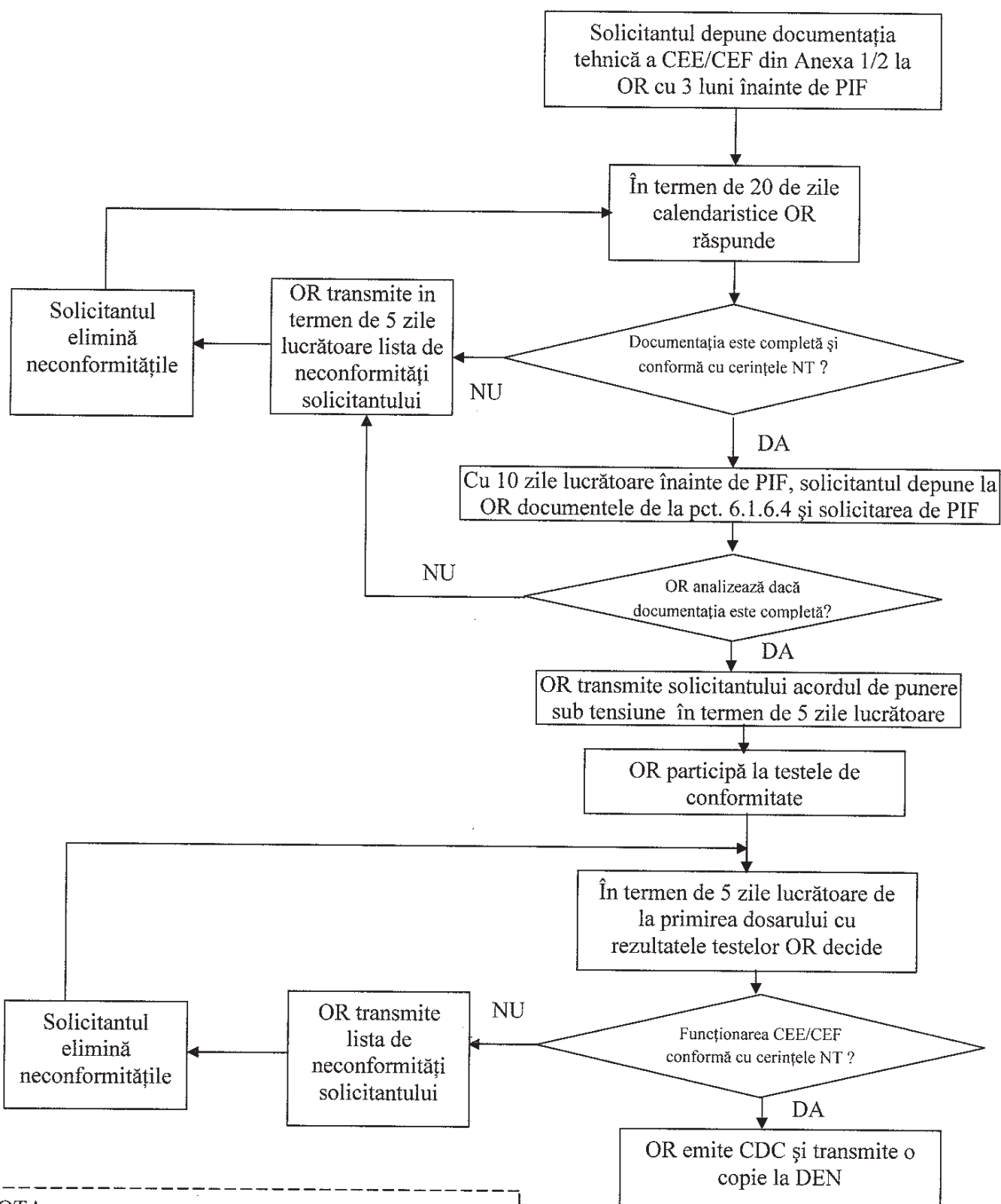
*) Anexa nr. 10 este reprodusă în facsimil.

Schema logică a procesului de punere sub tensiune pentru perioada de probe și certificare pentru CEE și CEF cu $5 \text{ MW} < P_i \leq 10 \text{ MW}$



*) Anexa nr. 11 este reprodusă în facsimil.

**Schema logică a procesului de punere sub tensiune pentru perioada de probe și certificare
pentru CEE și CEF cu $1 \text{ MW} < P_i \leq 5 \text{ MW}$**



NOTA
OR –operatorul de rețea la care se racordează CEE/CEF
CDC – certificatul de conformitate

*) Anexa nr. 12 este reprodusă în facsimil.