

Norma tehnică privind cerințele tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru instalațiile de stocare a energiei electrice și procedura de notificare a instalațiilor de stocare a energiei electrice

Dispoziții generale

Secțiunea 1. Scop

- Art. 1.** Prezenta normă tehnică stabilește cerințele tehnice minimale pentru racordarea instalațiilor de stocare a energiei electrice, noi, pentru situațiile în care acestea se racordează în rețelele electrice de interes public, într-un loc de producere sau într-un loc de consum existent sau ca instalație de sine stătătoare.
- Art. 2.** Prezenta normă tehnică stabilește modul de desfășurare și etapele procesului de notificare și conținutul testelor de verificare a conformității cu cerințele tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public respectiv pentru racordarea într-un loc de producere sau de consum sau ca instalație de sine stătătoare.

Secțiunea a-2-a. Domeniu de aplicare

- Art. 3.** Cerințele tehnice de racordare stabilite în prezenta normă tehnică se aplică instalațiilor de stocare a energiei electrice noi.

Secțiunea a-3-a. Definiții și abrevieri

Art. 4.

- (1). În înțelesul prezentei norme tehnice, termenii utilizați au următoarea semnificație:

- | | |
|------------------------------|--|
| 1. aviz tehnic de racordare | aviz scris valabil numai pentru un anumit amplasament, care se emite de către operatorul de rețea, la cererea unui utilizator, asupra posibilităților și condițiilor tehnico-economice de racordare la rețeaua electrică a instalației utilizatorului. |
| 2. banda moartă de frecvență | un domeniu de frecvență în care reglajul de frecvență este dezactivat în mod voit. |
| 3. capacitate maximă (Pmax) | puterea activă maximă pe care instalația de stocare a energiei electrice o poate genera/consuma continuu până la epuizarea rezervorului, valoare prevăzută în ATR/CfR sau convenită între operatorul de rețea relevant și |

- | | |
|---|--|
| | gestionarul instalației de stocare. |
| 4. capacitatea de trecere peste defect (FRT sau LVRT) | capacitatea instalației de stocare a energiei electrice de a rămâne conectată la rețea și de a funcționa pe perioada golurilor de tensiune din punctul de racordare/delimitare după caz, cauzate de defectele eliminate. |
| 5. certificat de racordare (CdR) | documentul unic emis de către operatorul de rețea pentru o instalație de stocare a energiei electrice, prin care se certifică îndeplinirea condițiilor de racordare la rețea, respectiv realizarea instalației de racordare, precum și a instalațiilor electrice ale utilizatorului, și prin care se stabilesc condiții tehnice de utilizare a rețelei după punerea sub tensiune finală a instalației de utilizare. |
| 6. componenta de regim tranzitoriu a curentului de defect | curent injectat de o instalație de stocare a energiei electrice, în regim de generare, în timpul și după o abatere de tensiune provocată de un defect electric, cu scopul de a facilita acționarea sistemelor de protecție a rețelei în etapa inițială a defectului, de a contribui la menținerea tensiunii în sistem într-o etapă ulterioară a defectului și de a participa la restabilirea tensiunii după eliminarea defectului. |
| 7. defect eliminat | un defect care este eliminat cu succes, potrivit criteriilor de planificare ale OTS. |
| 8. diagrama de capacitate P-Q | o diagramă care descrie capacitatea de generare și respectiv de absorbție de putere reactivă a unei instalații de stocare a energiei electrice la valori de putere activă absorbită, respectiv generată de instalația de stocare a energiei electrice. |
| 9. dispoziție | orice comandă dată, în limita autorității sale, de OTS sau de un OD unui gestionar de instalație de stocare a energiei electrice, unui OD, după caz, pentru a îndeplini o acțiune. |
| 10. frecvență | frecvența sistemului electric de tensiune alternativă, exprimată în Herzi, care poate fi măsurată în toate punctele zonei sincrone, considerată ca valoare cvasiconstantă în sistem pe o durată de ordinul secundelor, cu existența doar a unor diferențe minore între puncte de măsurare diferite. Valoarea nominală a frecvenței este 50 Hz. |
| 11. gestionarul instalației de stocare a energiei electrice | persoană fizică sau juridică, care deține o instalație de stocare a energiei electrice |
| 12. insensibilitate în frecvență | caracteristică intrinsecă a unui sistem de reglaj definită ca valoarea minimă a abaterii de frecvență sau a semnalului de intrare care determină o variație a puterii active sau a semnalului de ieșire. |
| 13. instalație de stocare a energiei electrice | înseamnă, în sistemul de energie electrică, o instalație în care are loc stocarea energiei. |

14. NPT - notificare de punere sub tensiune	acceptul emis de către un operator de rețea relevant unui gestionar de instalație de stocare a energiei electrice prin care i se permite punerea sub tensiune a instalației.
15. NFF - notificare de funcționare finală	acceptul emis de operatorul de rețea relevant unui gestionar de instalație de stocare a energiei electrice care îndeplinește specificațiile și cerințele solicitate, care îi dă dreptul acestuia să opereze o instalație de stocare a energiei electrice prin utilizarea racordului la rețea. Documentul care stă la baza emiterii notificării de funcționare finală este certificatul de conformitate.
16. operator de rețea relevant	OTS sau un OD la a cărui rețea electrică este sau urmează să fie racordată o instalație de stocare a energiei electrice.
17. punct de racordare	punct fizic din rețeaua electrică la care se racordează un utilizator, reprezentând interfața la care instalația de stocare a energiei electrice se racordează la o rețea electrică de transport/distribuție.
18. punct de delimitare	loc în care instalațiile utilizatorului se delimitează ca proprietate de instalațiile operatorului de rețea.
19. putere activă	componenta reală a puterii aparente la frecvența fundamentală, exprimată în wați (W) sau în multiplii lor, respectiv kilowați (kW) sau megawați (MW).
20. putere aparentă	produsul dintre tensiunea de linie și curentul de fază, la frecvența fundamentală, multiplicat cu rădăcina pătrată din trei, în cazul sistemelor trifazate, exprimat de regulă în kilovolți-amperi (kVA) sau în megavolți-amperi (MVA).
21. putere instalată	putere activă (aparentă) nominală pe care o instalație de stocare a energiei electrice poate genera, respectiv o poate absorbi, indicată în documentația tehnică a fabricii constructoare și înscrisă pe plăcuța indicatoare sau care este indicată de fabricant.
22. rezervorul instalației de stocare	prin rezervorul instalației de stocare se înțelege energia înmagazinată și care poate fi utilizată în procesul de descărcare – injecție de putere activă în rețea respectiv energia pe care o poate înmagazina prin încărcare – consum de energie electrică din rețea. Rezervorul reprezintă o capacitate limitată
23. putere reactivă	componenta imaginară a puterii aparente la frecvența fundamentală, exprimată, de regulă, în kilovoltamper reactiv (kVAr) sau în megavoltamper reactiv (MVar).
24. reglaj de frecvență	capabilitatea unei instalații de stocare a energiei electrice de a-și ajusta producția, respectiv consumul de putere activă ca reacție la o abatere a frecvenței sistemului față de o valoare de referință, în scopul stabilizării frecvenței sistemului.
25. reglaj de frecvență activ – limitat la creșterea frecvenței (RFA-CR)	modul de funcționare al unei instalații de stocare a energiei electrice care are drept rezultat reducerea puterii active produse respectiv creșterea puterii consumate ca răspuns la o creștere a frecvenței sistemului peste o

anumită valoare.

26. reglaj de frecvență activ – limitat la scăderea frecvenței (RFA-SC) modul de funcționare al unei instalații de stocare a energiei electrice care are drept rezultat creșterea puterii active produse respectiv reducerea puterii consumate ca răspuns la o scădere a frecvenței sistemului sub o anumită valoare.
27. reglaj de frecvență activ – răspuns la abaterea de frecvență (RFA) modul de funcționare al unei instalații de stocare a energiei electrice în care producția respectiv consumul de putere activă se modifică ca reacție la abaterea frecvenței sistemului, astfel încât aceasta să contribuie la restabilirea frecvenței la valoarea de referință.
28. rețea electrică ansamblul de linii, inclusiv elementele de susținere și de protecție a acestora, stațiile electrice și alte echipamente electroenergetice conectate între ele prin care se transmite energie electrică de la o capacitate energetică de producere a energiei electrice la un utilizator; rețeaua electrică poate fi rețea de transport sau rețea de distribuție.
29. statism raportul între abaterea relativă a frecvenței și variația relativă a puterii active rezultată ca răspuns la abaterea de frecvență, în regim permanent, exprimat în procente. Abaterea relativă de frecvență se raportează la frecvența nominală (50 Hz) și variația relativă a puterii active se raportează la puterea maximă
- $$s_2 [\%] = 100 \times (\Delta f / f_n) \times (P_{\max} / \Delta P)$$
30. valoare de referință valoarea prescrisă ca referință pentru oricare parametru folosit în sistemele de reglaj.
31. zona sincronă o zonă operată de OTS interconectați sincron, cum ar fi zonele sincrone din Europa Continentală („CE”), din Regatul Unit („GB”), din Irlanda-Irlanda de Nord („IRE”) și din Europa de Nord („NE”) și sistemele energetice din Lituania, Letonia și Estonia, denumite în continuare „zona baltică”, care fac parte dintr-o zonă sincronă mai extinsă.

(2). În cuprinsul prezentei norme tehnice, se utilizează următoarele abrevieri:

ANRE	Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei
ATR	Aviz tehnic de racordare
c.a.	Curent alternativ
Cod RET	Codul tehnic al rețelei electrice de transport

CfR	Certificat de racordare
DMS-SCADA	Sistemul SCADA al operatorului de distribuție (Distribution Management System - Supervisory Control and Data Acquisition)
EMS-SCADA	Sistemul SCADA al operatorului de transport (Energy Management System - Supervisory Control and Data Acquisition)
ENTSO-E	Organizația Europeană a Operatorilor de transport și de sistem (European Network of Transmission System Operators for Electricity)
IS	Instalație de stocare
JT	Joasă tensiune
LVRT	Capabilitatea de trecere peste un defect (Low voltage ride through)
MT	Medie tensiune
NPT	Notificare de punere sub tensiune
NFF	Notificare de funcționare finală
OD	Operator de distribuție; poate fi operatorul de distribuție concesionar sau un alt operator care deține o rețea electrică de distribuție
ORR	Operatorul de rețea relevant
OTS	Operatorul de transport și de sistem
Pi	Puterea instalată
PIF	Punere în funcțiune
PSS	Stabilizator de oscilații de putere interzonale
RAR	Reanclanșare Automată Rapidă
RAT	Regulator Automat de Tensiune

RET	Rețea Electrică de Transport
RED	Rețea Electrică de Distribuție
RFA	Reglaj de frecvență activ – răspuns la abaterile de frecvență
RFA-CR	Reglaj de frecvență activ – limitat la creșterea frecvenței
RFA-SC	Reglaj de frecvență activ – limitat la scăderea frecvenței
SCADA	Sistem informatic de monitorizare, comandă și achiziție de date aferent unui proces tehnologic sau unei instalații
SEN	Sistemul Electroenergetic Național
u.r.	unitate relativă
Un	Tensiunea nominală a rețelei (tensiune de referință)

Secțiunea a 4-a. CERINȚE GENERALE PENTRU INSTALAȚIILE DE STOCARE racordate la rețele electrice de interes public

- Art. 5.** Clasificarea instalațiilor de stocare racordate la rețelele electrice de interes public respectă Ordinul ANRE nr. 79/2016 pentru aprobarea clasificării unităților generatoare și a centralelor electrice, la ediția în vigoare. Astfel, puterea activă maximă produsă în regim de generare de către instalația de stocare reprezintă puterea nominală considerată în cadrul procesului de clasificare.
- Art. 6.** Instalațiile de stocare, cu putere activă nominală mai mare de 0,8 MW, trebuie să îndeplinească următoarele cerințe **în ceea ce privește stabilitatea de frecvență:**
- (a) IS trebuie să rămână conectată la rețea și să funcționeze (să producă, respectiv să consume energie electrică) în **domeniile de frecvență** și perioadele de timp prevăzute în tabelul 1;
 - (b) (i) IS trebuie să rămână conectată la rețea și să funcționeze (să producă, respectiv să consume energie electrică) în cazul unor viteze de variație a frecvenței de 2 Hz/s pentru un interval de timp de 500 ms, de 1,5 Hz/s pentru un interval de timp de 1000 ms și de 1,25 Hz/s pentru un interval de timp de 2000 ms, în funcție de tipul de tehnologie, de puterea de scurtcircuit a sistemului în punctul de racordare (valoare precizată de ORR prin ATR) și de inerția disponibilă la nivelul zonei sincrone.
(ii) valorile de la pct. (i) se comunică gestionarului IS la emiterea ATR.
(iii) reglajele protecțiilor din punctul de racordare coordonate de ORR trebuie să permită funcționarea (să producă respectiv să consume energie electrică) pentru profilele de variație a frecvenței menționate la punctul (i).

Tabelul 1. *Durata minimă în care IS trebuie să fie capabilă să rămână conectată la rețea (să producă respectiv să consume energie electrică la o putere activă mai mică sau egală cu puterea nominală) pentru frecvențe care se abat de la valoarea nominală*

Domeniul de frecvențe	Durata de funcționare
47,5 Hz – 48,5 Hz	Minimum 30 de minute
48,5 Hz – 49 Hz	Minimum 30 de minute
49 Hz – 51 Hz	Nelimitat
51,0 Hz – 51,5 Hz	30 de minute

- Art. 7.** IS cu putere activă nominală mai mare de 0,8 MW, trebuie să aibă capacitatea de a asigura un răspuns limitat la abaterile de frecvență, respectiv la **creșterile de frecvență** peste valoarea nominală de 50 Hz (**RFA-CR**) astfel:
- (a) la creșterile de frecvență, IS funcționând în regim de producere de energie electrică, trebuie să scadă puterea activă produsă inclusiv să consume putere activă din rețea, corespunzător variației de frecvență, în conformitate cu figura 1 și cu următorii parametri:

- i. pragul de frecvență de la care IS asigură răspunsul la creșterea de frecvență este 50,2 Hz;
 - ii. valoarea statismului setat se situează între 2% și 12%, este stabilită la punerea în funcțiune a IS și poate fi modificată de ORR prin dispoziții de dispecer. De regulă valoarea statismului este de 5%.
 - iii. IS funcționând în regim de producere de energie electrică, trebuie să fie capabilă să scadă puterea activă corespunzător variației de frecvență cu o întârziere inițială mai mică de 500 ms (denumită întârziere și notată t_1 în figura 5). În cazul în care această întârziere este mai mare de 500 ms, gestionarul funcționând în regim de producere de energie electrică justifică această întârziere, furnizând dovezi tehnice către OTS. Timpul de răspuns pentru scăderea de putere în cazul creșterii de frecvență trebuie să fie mai mic sau egal cu 2 secunde pentru o variație de putere de 50% din puterea activă maximă.
- (b) la atingerea puterii corespunzătoare unui nivel minim de reglaj pentru funcționarea în regim de producere de energie electrică, IS trebuie să fie capabilă:
- i. să stabilizeze puterea activată, într-un timp de maximum 20 secunde și să funcționeze în continuare la acest nivel (în limitele puterii admisibile date de energia înmagazinată) sau
 - ii. să reducă în continuare puterea activă produsă inclusiv cu intrarea în regim de consum, conform dispoziției de dispecer, modul de funcționare convenit cu ORR și în conformitate cu caracteristicile sale funcționale;
- (c) IS funcționând în regim de producere de energie electrică, trebuie să rămână în funcționare stabilă pe durata funcționării în modul RFA-CR, când rezervorul nu este epuizat, pentru creșteri ale frecvenței de peste 50,2 Hz. Când RFA-CR este activ, consemnul RFA-CR, inclusiv trecerea în regim de consum, prevalează asupra oricărei referințe a puterii active.

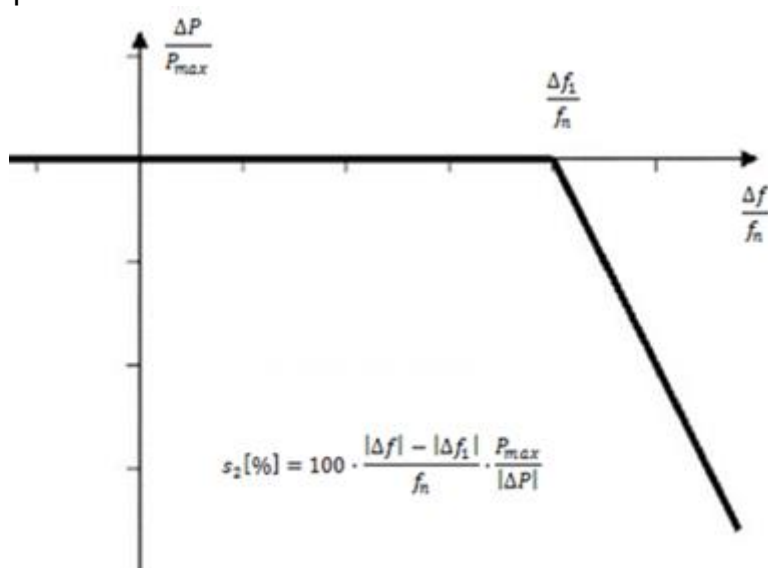


Fig. 1. Capabilitatea de răspuns în putere activă la abaterile de frecvență în modul RFA-CR pentru IS funcționând în regim de producere de energie electrică,

unde: ΔP este variația puterii active produse de IS; P_{max} este referința de putere activă față de care se stabilește ΔP - și anume puterea maximă a IS; Δf este abaterea frecvenței în rețea; f_n este frecvența nominală (50 Hz) în rețea. În cazul creșterilor de frecvență, unde Δf este mai mare de +200 mHz față de valoarea nominală (50 Hz), IS funcționând în regim de producere de energie electrică, trebuie să scadă puterea activă în conformitate cu statistul s_2

Art. 8. OTS stabilește reducerea de putere activă produsă de IS funcționând în regim de producere de energie electrică, față de puterea activă maximă produsă, ca urmare a scăderii frecvenței, în limitele admisibile prezentate în figura 2, astfel:

- (a) la scăderea frecvenței sub 49 Hz se admite reducerea puterii active maxime produse în procent egal cu 2% din puterea activă maximă produsă la frecvența de 50 Hz, pentru fiecare scădere a frecvenței cu 1 Hz. Este admisă orice curbă de reducere a puterii active maxime produse în funcție de frecvență, care se situează deasupra liniei punctate;
- (b) se admite o reducere maximă a puterii active produse la scăderea frecvenței sub 49,5 Hz, cu un procent egal cu 10% din puterea activă maximă produsă la frecvența de 50 Hz, pentru fiecare scădere a frecvenței cu 1 Hz dacă frecvența este mai mică decât 49,5 Hz pentru o durată mai mare de 30 s. Este admisă orice curbă de reducere a puterii active maxime în funcție de frecvență, care se situează deasupra liniei continue.

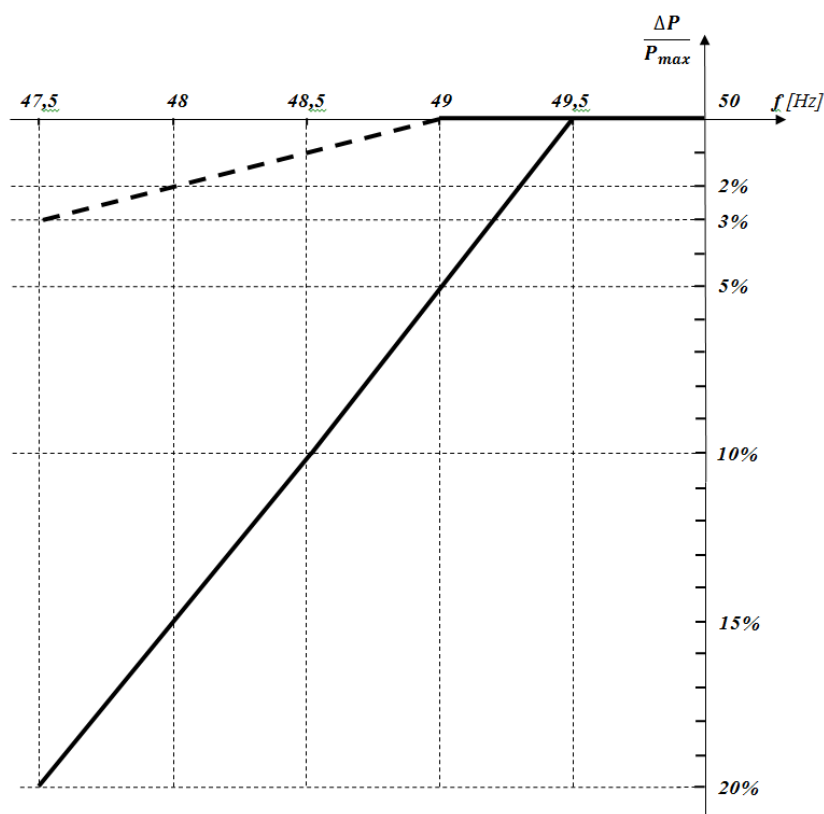


Fig. 2. Limitele admisibile ale reducerii de putere stabilite de OTS în cazul scăderii frecvenței

Art. 9.

- (1). Reducerea admisibilă de putere activă față de puterea activă maximă produsă de IS funcționând în regim de producere de energie electrică, (dacă rezervorul nu este epuizat), în cazul unor abateri de frecvență sub valoarea de 49,5 Hz, se stabilește: în condiții de mediu standard corespunzătoare temperaturii de 20 grade Celsius. După caz, gestionarul IS transmite ORR și OTS, diagrama de dependență a puterii active de temperatură pentru cel puțin un set de temperaturi: -10°C , 0°C , 15°C , 25°C , 30°C , 40°C ;
- (2). Gestionarul IS transmite ORR și OTS diagrama de dependență a puterii active de factorii de mediu și datele tehnice, prevăzute în Anexa nr. 1 la prezenta normă tehnică.
- (3). Datele prevăzute la alin. (2) se transmit în etapa de studiu de soluție aferentă procesului de racordare.

Art. 10.

- (1). ORR stabilește condițiile în care o IS se conectează automat la rețea, după ce acestea au fost agreate cu OTS.
- (2). Cerințele prevăzute la alin. (1) includ:
 - (a) domeniile de frecvență în care este admisă conectarea automată, respectiv $(47,5\div 51)$ Hz, domeniul de tensiune $(0,9-1,1) U_n$, timpul de observare/validare și menținere a parametrilor măsurați în domeniul precizat de maximum 300 secunde;
 - (b) rampa minimă admisă pentru creșterea puterii active după conectare $20\% P_{\max}/\text{min}$ în regim de producere de putere activă.

Art. 11. IS îndeplinesc următoarele **cerințe referitoare la stabilitatea de tensiune**:

- (a) trebuie să fie capabile să se deconecteze automat atunci când tensiunea la punctul de racordare/delimitare, după caz, depășește limitele specificate de ORR în domeniul $(0,9\div 1,1)U_n$, pentru tensiuni în punctul de racordare mai mici de 110 kV;
- (b) trebuie să fie capabile să se deconecteze automat atunci când tensiunea la punctul de racordare/delimitare, după caz, depășește limitele specificate în tabelele 2 și 3, pentru tensiuni în punctul de racordare mai mari sau egale cu 110 kV;
- (c) cerințele și setările pentru deconectarea automată a IS se stabilesc de către ORR în coordonare cu OTS.

Art. 12. IS cu putere activă nominală mai mare sau egală cu 1 MW (categoriile B, C și D) sunt dotate cu un sistem de reglaj al puterii active consumate, respectiv generate care permite:

- (1). modificarea referinței de putere activă în conformitate cu dispozițiile date gestionarului IS, de către ORR sau OTS, după caz.
- (2). modificarea referinței de putere activă de la distanță. În situația în care echipamentele de modificare a puterii active de la distanță sunt indisponibile, se permite reglajul local.

Art. 13. IS cu putere activă nominală mai mare sau egală cu 1 MW (categoriile B și C respectiv D) îndeplinesc următoarele **cerințe de stabilitate în funcționare**, referitoare la:

- (a) capacitatea de trecere peste defect, în cazul defectelor simetrice:

- i. IS de categorie B și/sau C trebuie să fie capabilă să rămână conectată la rețea, continuând să funcționeze în mod stabil după un defect în rețea eliminat corect, în conformitate cu dependența tensiune-timp descrisă în figura 3, raportată la punctul de racordare/delimitare, după caz, și descrisă de parametrii din tabelul 4;
 - ii. IS de categorie D trebuie să fie capabilă să rămână conectată la rețea, continuând să funcționeze în mod stabil după un defect în rețea eliminat corect, în conformitate cu dependența tensiune-timp descrisă în figura 4, raportată la punctul de racordare/delimitare, după caz, și descrisă de parametrii din tabelul 5;
 - iii. diagrama de evoluție a tensiunii în timp reprezintă limita inferioară permisă a evoluției tensiunii de linie a rețelei în punctul de racordare/delimitare, după caz, la apariția unui defect simetric, ca funcție de timp înainte de defect, în timpul defectului și după defect;
 - iv. la solicitarea unui gestionar de IS, ORR furnizează condițiile înainte și după defect (ca valori relevante rezultate din cazuri tipice) care se iau în considerare pentru capabilitatea de trecere peste defect ca rezultat al calculelor din punctul de racordare/delimitare, după caz, privind:
 - 1. puterea minimă de scurtcircuit înainte de defect în punctul de racordare/delimitare, după caz, exprimată în MVA;
 - 2. punctul de funcționare al IS înainte de defect, exprimat prin putere activă, putere reactivă și tensiune în punctul de racordare/delimitare, după caz; și
 - 3. puterea minimă de scurtcircuit după defect în punctul de racordare/delimitare, după caz, exprimată în MVA.
 - v. IS trebuie să rămână conectată la rețea și să continue să funcționeze stabil în cazul în care variația reală a tensiunii de linie a rețelei în punctul de racordare/delimitare, după caz, pe durata unui defect simetric, având în vedere condițiile existente înainte și după defect prevăzute la punctele iv), depășește limita inferioară prevăzută la punctul i) respectiv ii), cu excepția declanșărilor prin protecțiile împotriva defectelor electrice interne. Schemele și setările sistemelor de protecție împotriva defectelor electrice interne nu trebuie să pericliteze performanța capacității de trecere peste defect;
 - vi. cu luarea în considerare a cerințelor prevăzute la punctul v), gestionarul IS stabilește protecția la tensiune minimă (fie capabilitatea de trecere peste defect, fie tensiunea minimă definită la punctul de racordare/delimitare, după caz) în conformitate cu domeniul maxim de tensiune aferent IS, cu excepția cazului în care ORR solicită un domeniu de tensiune mai restrâns;
- (b) capabilitatea de trecere peste defect în cazul defectelor asimetrice trebuie să respecte prevederile lit. (a), pct. I respectiv ii, pentru defecte simetrice;

- (c) menținerea funcționării stabile în orice punct al diagramei de capacitate P-Q în cazul oscilațiilor de putere între IS și punctul de racordare/delimitare, după caz;
- (d) IS trebuie să rămână conectate la rețea fără a reduce puterea (în limitele date de energia înmagazinată disponibilă), atâta timp cât frecvența și tensiunea se încadrează în limitele prevăzute în tabelul 1, respectiv $\pm 10\%$ U_n pentru tensiuni mai mici de 110 kV;
- (e) IS trebuie să rămână conectate la rețea în cazul acțiunii RAR monofazat sau trifazat pe liniile din rețeaua buclată la care sunt racordate. Detaliile tehnice specifice fac obiectul coordonării și dispozițiilor privind sistemele de protecție și setările convenite cu ORR.



Fig. 3. Diagrama de capacitate privind trecerea peste defect a IS de categorie B și/sau C

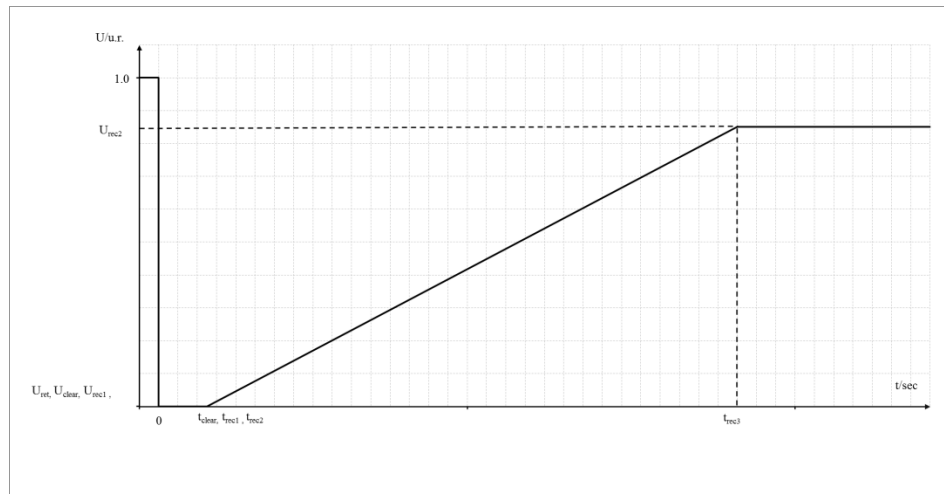


Fig. 4. Diagrama de capacitate privind trecerea peste defect a IS de categorie D

Notă: Diagrama din fig. 3. reprezintă limita inferioară a graficului de evoluție în timp a tensiunii în punctul de racordare/delimitare, după caz, exprimată ca raport între valoarea curentă și valoarea de referință, exprimată în unități relative, înainte, în timpul și după eliminarea unui defect. Tensiunea U_{ret} este tensiunea reziduală în

timpul unui defect în punctul de racordare/delimitare, după caz, t_{clear} este momentul în care defectul a fost eliminat. U_{rec1} , U_{rec2} , t_{rec1} , t_{rec2} și t_{rec3} reprezintă anumite puncte ale limitelor inferioare ale tensiunii reziduale după eliminarea defectului. După eliminarea defectului se consideră că tensiunea revine la valoarea inițială.

Tabelul 4. Parametrii referitori la capacitatea de trecere peste defect pentru IS de clasa B și C

Parametrii tensiunii [u.r]		Parametrii de timp [secunde]	
U_{ret} :	0,15	t_{clear} :	0,25
U_{clear} :	0,15	t_{rec1} :	0,25
U_{rec1} :	0,15	t_{rec2} :	0,25
U_{rec2} :	0,85	t_{rec3} :	3

Tabelul 5. Parametrii referitori la capacitatea de trecere peste defect pentru IS de clasa D

Parametrii tensiunii [u.r]		Parametrii de timp [secunde]	
U_{ret} :	0	t_{clear} :	0,25
U_{clear} :	0	t_{rec1} :	0,25
U_{rec1} :	0	t_{rec2} :	0,25
U_{rec2} :	0,85	t_{rec3} :	3

Art. 14. IS cu putere activă nominală mai mare sau egală cu 5 MW (categoria C și D), funcționând în regim de producere de energie electrică, trebuie să asigure răspunsul limitat la abaterile de frecvență în cazul scăderii frecvenței (RFA-SC) astfel:

- (a) trebuie să poată mobiliza puterea activă, inclusiv prin trecerea din regim de consum (încărcare) în regim de producere de energie electrică, în funcție de disponibilitatea rezervorului, ca răspuns la scăderea frecvenței sub un prag de frecvență de 49,8 Hz și cu un statism stabilit de OTS la PIF sau prin dispoziții de dispecer în limitele $(2 \div 12)\%$, de regulă la valoarea de 5%, ceea ce corespunde unei mobilizări de putere activă de $8\% P_{max}$, în conformitate cu figura 5;
- (b) furnizarea puterii active ca răspuns la scăderea frecvenței (în modul RFA-SC), trebuie să țină seama, după caz, de:
 - i. diagrama dependenței puterii active produse de condițiile de mediu;
 - ii. cerințele de funcționare a IS, în special limitările privind funcționarea în apropierea puterii active maxime în cazul unei frecvențe scăzute și impactul condițiilor externe de funcționare, în conformitate cu prevederile Art. 8 și Art. 9;

- (c) activarea răspunsului în putere activă la abaterile de frecvență nu trebuie întârziată în mod nejustificat. În cazul în care întârzierea, denumită timp mort și notată cu t_1 în figura 5, este mai mare de 500 ms, gestionarul IS trebuie să justifice OTS această întârziere;
- (d) la funcționarea în modul RFA-SC, IS funcționând în regim de producere de energie electrică trebuie să asigure o creștere de putere până la puterea maximă/admisibilă. Timpul de răspuns la creșterea de putere trebuie să fie mai mic sau egal cu 10 secunde la o variație de putere de maximum 50% din puterea maximă;
- (e) IS funcționând în regim de producere de energie electrică, trebuie să funcționeze stabil în timpul modului RFA-SC pe durata unor frecvențe mai mici de 49,8 Hz;
- (f) Funcția RFA-SC poate fi realizată și prin trecerea din regim de consum în regim de producere urmând dependența putere frecvență din figura 5.

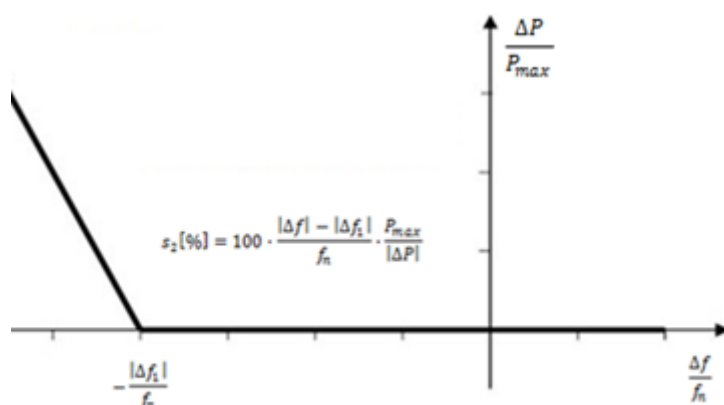


Fig. 5. Capabilitatea de răspuns în putere activă la abaterile de frecvență în modul RFA-SC pentru IS funcționând în regim de producere de energie electrică unde: P_{max} este referința de putere activă față de care se stabilește ΔP - și anume puterea maximă a IS; ΔP este variația puterii active produsă de IS; f_n este frecvența nominală (50 Hz) în rețea și Δf este abaterea frecvenței în rețea. În cazul scăderilor de frecvență sub 49,8 Hz, unde Δf este mai mic ca -200 mHz, IS funcționând în regim de producere de energie electrică trebuie să crească puterea activă în conformitate cu statismul s_2 .

Art. 15. IS cu putere activă nominală mai mare sau egală cu 5 MW (categoria C și D) trebuie să îndeplinească în mod cumulativ, suplimentar cerințelor prevăzute la Art. 14 conform figurii nr. 6, următoarele cerințe:

- (a) să furnizeze RFA, în conformitate cu parametrii stabiliți de OTS, în domeniile de valori prevăzute în tabelul 6, astfel:
 - i. în cazul creșterii frecvenței față de valoarea de 50 Hz, răspunsul în putere activă la abaterea de frecvență poate fi furnizat prin scăderea puterii produse până la anularea puterii active produse și/sau trecerea în regim de consumator dacă acest lucru este convenit cu ORR și OTS;
 - ii. în cazul scăderii frecvenței față de valoarea de 50 Hz, răspunsul în putere activă la abaterea de frecvență este asigurat prin diminuarea

puterii consumate, trecerea din regim de consum în regim de producere limitat la puterea activă maximă disponibilă dată de energia acumulată;

- iii. furnizarea efectivă a răspunsului în putere activă la abaterea de frecvență depinde de condițiile externe și de funcționare ale IS în momentul mobilizării puterii active, respectiv de limitările date de energia acumulată, în cazul scăderii frecvenței.
- (b) să poată modifica banda moartă de frecvență și statismul, la dispoziția OTS. De regulă valoarea statismului s_1 este de 5%, ceea ce corespunde unei mobilizări de putere activă de 8% $P_{\max}$;
- (c) în cazul variației treaptă a frecvenței, să fie capabil să activeze integral puterea activă necesară ca răspuns la abaterea de frecvență, până la sau peste linia din figura 7, în conformitate cu parametrii prevăzuți în tabelul 7, în absența limitărilor de ordin tehnologic și anume: cu o întârziere (t_1) de 500 ms și un timp de activare de maximum 10 secunde (t_2);
- (d) activarea inițială a puterii active nu trebuie să fie întârziată în mod nejustificat. În cazul în care întârzierea la activarea inițială a puterii active este mai mare de 500 ms, gestionarul IS trebuie să furnizeze dovezi tehnice care să demonstreze motivele pentru care este necesară o perioadă mai lungă de timp;
- (e) trebuie să aibă capabilitatea de a furniza puterea activă corespunzător abaterii de frecvență pe o durată de minim 15 minute, specificată de OTS;
- (f) reglajul puterii active nu trebuie să aibă niciun impact negativ asupra răspunsului la abaterile de frecvență;
- (g) în cazul participării la procesul de restabilire a frecvenței la valoarea de referință sau/și a puterilor de schimb la valorile programate, IS trebuie să asigure funcții specifice pentru realizarea acestor servicii, stabilite prin proceduri elaborate de OTS.

Tabelul 6. Parametrii de răspuns în putere activă la abaterea de frecvență (a se vedea figura 6)

Parametri		Intervale
Variația puterii active raportată la puterea maximă $\frac{ \Delta P_1 }{P_{\max}}$		(2÷10) %
Zona de insensibilitate pentru răspunsul la abaterea de frecvență	$ \Delta f_i $	10 mHz
	$\frac{ \Delta f_i }{f_n}$	0,02 – 0,06%
Bandă moartă pentru răspunsul la abaterea de frecvență* După calificarea grupurilor pentru furnizarea rezervei de stabilizare a frecvenței (RSF) această valoare se setează la 0 mHz pentru grupurile furnizoare de RSF, iar la celelalte grupuri OTS va decide o valoare diferită de 0 mHz astfel încât impactul asupra reglajului de frecvență să fie minim		0 mHz
Statism s_1		(2÷12)%

Tabelul 7. Parametrii pentru activarea integrală a puterii active ca răspuns la abaterea treaptă de frecvență (a se vedea figura 7)

Parametri	Intervale sau valori
Variația de putere activă mobilizată, raportată la puterea maximă (domeniul răspuns la variația de frecvență) $\frac{ \Delta P_1 }{P_{max}}$	(1,5÷10)%
Întârzierea inițială maximă admisibilă t_1 , cu excepția cazului în care sunt admise de către OTS perioade mai lungi de activare, în baza dovezilor tehnice furnizate de gestionarul IS	0,5 secunde
Valoarea maximă admisibilă a timpului de activare integrală t_2 , cu excepția cazului în care sunt admise de către OTS perioade mai lungi de activare din motive de stabilitate a sistemului	10 secunde

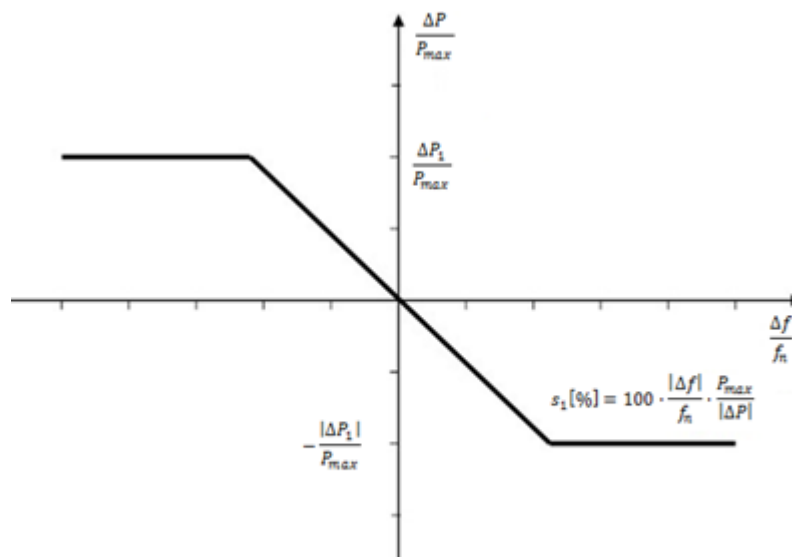


Fig. 6. Capabilitatea de răspuns la abaterile de frecvență a IS în regim RFA, în cazul în care zona de insensibilitate și bandă moartă sunt zero

unde: ΔP este variația puterii active produse de IS; P_{max} este referința de putere activă față de care se stabilește ΔP - și anume puterea maximă a IS; Δf este abaterea frecvenței în rețea; f_n este frecvența nominală (50 Hz) în rețea.

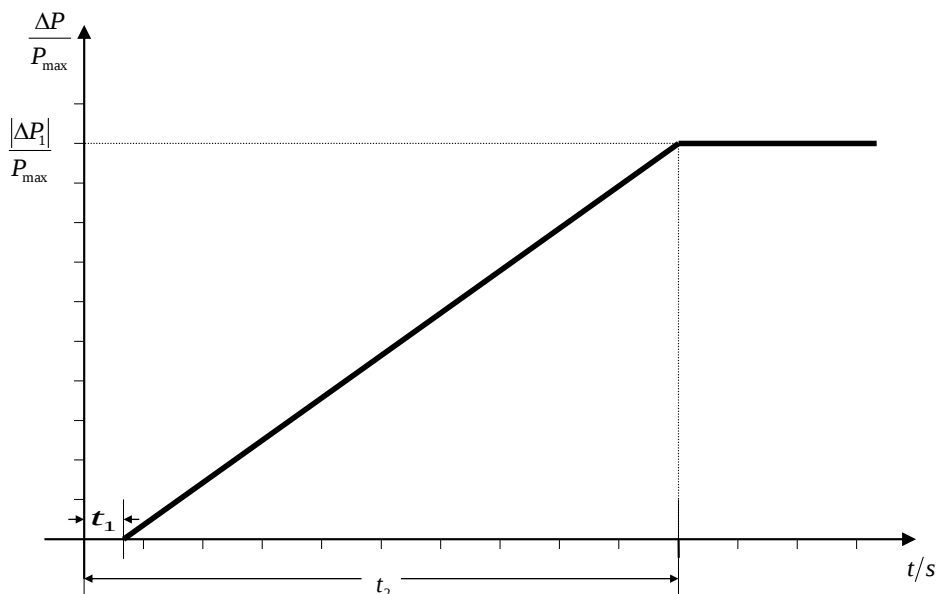


Fig. 7. Capabilitatea de răspuns la abaterile de frecvență

unde: P_{max} este referința de putere activă față de care se stabilește ΔP - și anume puterea maximă a IS; ΔP este variația de putere activă. IS trebuie să activeze o putere activă ΔP până la punctul ΔP_1 în conformitate cu timpii t_1 și t_2 , valorile ΔP_1 , t_1 și t_2 fiind stabilite de OTS, în conformitate cu prevederile din tabelul 3; t_1 este întârzierea inițială (timpul mort); t_2 este durata până la activarea completă a puterii active.

Art. 16. IS cu putere activă nominală mai mare sau egală cu 5 MW (categoria C și D) asigură:

- (1). Monitorizarea în timp real a răspunsului automat al IS la abaterile de frecvență trebuie să fie asigurată prin transmiterea în timp real și în mod securizat, de la o interfață a IS la centrul de dispecer al ORR, la cererea acestuia, cel puțin a următoarelor semnale:
 - i. semnalul de stare de funcționare cu/fără răspuns automat la abaterile de frecvență;
 - ii. puterea activă de referință (programată);
 - iii. valoarea reală a puterii active;
 - iv. banda moartă în răspunsul de putere – frecvență;
 - v. setările parametrilor aferenți modului reglaj de frecvență activ.
- (2). i. ORR stabilește semnalele suplimentare care urmează să fie furnizate de către IS prin intermediul dispozitivelor de monitorizare și înregistrare pentru verificarea performanței furnizării răspunsului în putere activă la abaterile de frecvență;
- ii. Semnalele suplimentare sunt: frecvența în punctul de racordare/delimitare, după caz, semnalele de stare și comenzile poziției întreruptorului și poziției separatoarelor;
- iii. Gestionarul IS asigură transmiterea semnalelor prin una/două căi de comunicație independente (stabilite prin ATR); de regulă, calea principală este asigurată prin suport de fibră optică.

- (3). Setările parametrilor aferenți modului reglaj de frecvență activă și statismul se stabilesc prin dispoziții de dispecer.

Art. 17. IS cu puteri mai mari de 1 MW, trebuie să îndeplinească următoarele **cerințe generale de operare** referitoare la:

(a) **schemele de control și automatizare** cu setările aferente:

- i. schemele de control și automatizare precum și setările acestora, inclusiv parametri de reglaj, necesare calculelor de stabilitate a rețelei și analizei măsurilor de urgență, trebuie să fie transmise de gestionarul IS la ORR, respectiv la OTS cu cel puțin 3 luni înainte de punerea sub tensiune pentru începerea perioadei de probe pentru a fi coordonate și convenite între OTS, ORR și gestionarul IS;
- ii. orice modificări ale schemelor de reglaj și automatizare și ale setărilor aferente, prevăzute la punctul (i), ale diverselor dispozitive de control sau reglaj ale IS trebuie să fie coordonate și convenite între OTS, ORR și gestionarul IS.

(b) **schemele de protecție electrică și setările aferente:**

- i. sistemele de protecție necesare pentru IS și pentru rețeaua electrică, precum și setările relevante pentru IS trebuie să fie coordonate și aprobate de ORR și de gestionarul IS, în procesul de racordare. Funcțiile protecțiilor se dispun de către ORR care poate solicita un alt reglaj de protecție față de cel propus de gestionar. Sistemele de protecție și setările acestora pentru defectele electrice interne nu trebuie să pericliteze performanța IS.

Sistemele de protecție și automatizare respectă cel puțin următoarele cerințe:

- trebuie să asigure protecția împotriva defectelor interne ale IS și împotriva defectelor și regimurilor anormale de funcționare din rețeaua electrică unde acesta este racordat;
- trebuie să fie performante, de fiabilitate ridicată și organizate în grupe cu funcționalitate redundantă; protecțiile trebuie să fie selective, sensibile, capabile să detecteze defecte interne și externe, să fie separate fizic și galvanic de la sursele de alimentare cu tensiune operativă, de la transformatoarele de măsură de tensiune și curent și până la dispozitivele de execuție a comenzilor;
- sistemul de protecții electrice împotriva defectelor interne trebuie să fie capabil să sesizeze, raportat la bornele IS, cel puțin curenții de scurtcircuit, asimetria de curenți, tensiunea maximă/minimă, frecvența maximă/minimă;
- sistemul de protecții electrice împotriva defectelor externe, ca protecții de rezervă, trebuie să fie capabil să sesizeze cel puțin scurtcircuitele simetrice și asimetrice din rețeaua electrică unde este racordată IS, oscilațiile de putere, asimetria de curenți, suprasarcinile electrice de curent și de tensiune;

- în cazul IS de clasă C și/sau D, sistemul de protecții electrice trebuie să fie prevăzut cu funcții extinse de autotestare și auto-diagnoză și cu funcții de înregistrare a evenimentelor și de oscilografare. Sistemul de protecții electrice trebuie prevăzut cu interfețe standard de comunicație pentru integrarea la un sistem local de achiziție date, supraveghere și control.
- ii. protecția electrică a IS are întâietate față de dispozițiile de dispecer, ținând seama de siguranța în funcționare a sistemului, de sănătatea și securitatea personalului, respectiv protecția mediului, precum și de atenuarea oricărei avarii survenite la IS.
- iii. ORR și gestionarul IS se coordonează și convin ca sistemele de protecție să asigure, cel puțin, protecția la următoarele defecte, astfel:
 - A. protecțiile IS de către gestionarul IS, pentru:
 1. defecte interne ale IS (scurtcircuite și puneri la pământ);
 2. defecte interne ale transformatorului ridicător de tensiune;
 3. scurtcircuite sau puneri la pământ pe linia electrică de racord în rețeaua electrică a puterii produse;
 4. scurtcircuite sau puneri la pământ în rețeaua electrică, ca protecție de rezervă;
 5. tensiune maximă și minimă la bornele IS.
 - B. protecțiile asigurate de gestionarul IS și/sau de ORR, după caz:
 1. scurtcircuite sau puneri la pământ pe linia de racord în rețeaua electrică a puterii produse;
 2. tensiunea maximă și minimă în punctul de racordare/delimitare, după caz;
 3. frecvența maximă și minimă în punctul de racordare/delimitare, după caz;
 4. scurtcircuite sau puneri la pământ în rețea, ca protecție de rezervă.
- iv. modificările schemelor de protecție și ale setărilor necesare pentru IS și pentru rețeaua electrică se convin în prealabil între ORR și gestionarul IS;
- (c) dispozitivele de protecție și control se organizează de gestionarul IS în conformitate cu următoarea ierarhie a priorităților:
 - i. protecția rețelei electrice și a IS;
 - ii. reglajul de frecvență (în cadrul reglajului puterii active);
 - iii. restricții de putere;
 - iv. limitarea rampelor de variație a puterii.
- (d) posibilitatea IS să se deconecteze de la rețea în mod automat la pierderea stabilității în funcționare. Criteriile de deconectare, de tipul protecției împotriva asimetriei de curent, întreruperii unei faze și timpul critic de deconectare, se convin între gestionarul IS, ORR și OTS.
- (e) **dispozitivele de măsură și control din dotarea IS de categorie C și/sau D:**
 - i. trebuie să asigure înregistrarea defectelor și monitorizarea comportamentului dinamic în sistem, acestea fiind de regulă

osciloperturbografe sau echipamente care pot înlocui funcțiile asigurate de osciloperturbografe. Aceste dispozitive trebuie să asigure înregistrarea următorilor parametri:

1. tensiunile pe toate cele trei faze;
2. curentul pe fiecare fază;
3. puterea activă pe toate cele trei faze;
4. puterea reactivă pe toate cele trei faze;
5. frecvența.

ORR are dreptul să stabilească performanțele parametrilor puși la dispoziție prin intermediul dispozitivelor menționate anterior, cu condiția convenirii prealabile a acestora cu gestionarul IS.

- ii. setările echipamentului de înregistrare a defectelor, inclusiv criteriile de pornire a înregistrării și ratele de eșantionare se stabilesc de comun acord între gestionarul IS și ORR la momentul PIF și se consemnează prin dispoziții scrise. Acestea cuprind și un criteriu de detectare a oscilațiilor, stabilit de OTS;
- iii. ORR, OTS și gestionarul IS stabilesc de comun acord includerea unui criteriu de detectare a oscilațiilor pentru monitorizarea comportamentului dinamic al sistemului, stabilit de OTS cu scopul de a detecta oscilațiile cu amortizare insuficientă (neamortizate);
- iv. sistemul de monitorizare a comportamentului dinamic al sistemului trebuie să permită accesul la informații al gestionarului IS și al ORR. Protocoalele de comunicare pentru datele înregistrate sunt stabilite de comun acord între gestionarul IS, ORR și OTS înainte de alegerea echipamentelor pentru monitorizare.

(g) modelele de simulare a funcționării IS:

- i. la solicitarea ORR sau a OTS, gestionarul IS trebuie să furnizeze modele de simulare a funcționării IS, care să reflecte comportamentul IS atât în regim staționar, cât și dinamic (inclusiv pentru fenomene electromagnetice tranzitorii, dacă este solicitat).
- ii. modelele furnizate de gestionarul IS trebuie să conțină următoarele sub-modele, în funcție de componentele individuale:
 1. modelul IS;
 2. reglajul puterii active inclusiv răspunsul la variațiile de frecvență;
 3. reglajul puterii reactive și al tensiunii, în cazul IS de categorie D;
 4. modelele protecțiilor IS, așa cum au fost convenite între ORR și gestionarul IS;
- iii. la solicitarea ORR, menționată la punctul i), acesta specifică:
 1. formatul în care trebuie să fie furnizate modelele de simulare, inclusiv programul de calcul utilizat;
 2. documentația privind structura unui model matematic și schema electrică;
 3. estimarea puterii minime și maxime de scurtcircuit în punctul de racordare/delimitare, după caz, exprimată în MVA, ca echivalent de rețea.
- iv. gestionarul IS furnizează ORR, la cerere, înregistrări ale performanțelor IS. ORR sau OTS poate face o astfel de solicitare, în

vederea comparării răspunsului modelelor și simulărilor pe model realizate cu înregistrările reale de funcționare.

- (h) montarea de dispozitive pentru operarea sistemului și a dispozitivelor pentru siguranța în funcționare a sistemului, în cazul în care ORR sau OTS consideră că la o IS este necesar să instaleze dispozitive suplimentare pentru a menține sau restabili funcționarea acestuia sau siguranța în funcționare a sistemului. ORR și gestionarul IS, împreună cu OTS analizează și convin asupra soluției adecvate;
- (j) legarea la pământ a punctului neutru pe partea spre rețea a transformatoarelor ridicătoare de tensiune trebuie să respecte specificațiile ORR.

Art. 18. IS de categorie B, C și D trebuie să fie capabile să compenseze puterea reactivă a liniei sau a cablului de înaltă tensiune între bornele de înaltă tensiune ale transformatorului ridicător de tensiune al IS și punctul de racordare/delimitare, după caz. Puterea reactivă suplimentară trebuie să fie asigurată printr-un echipament dedicat pus la dispoziție de către gestionarul IS. Această putere reactivă suplimentară este stabilită printr-un studiu de compensare a puterii reactive în punctul de racordare/delimitare, după caz, schimb de putere reactivă zero, la puterea activă nulă schimbată în punctul de racordare/delimitare, după caz, cu o toleranță: de maxim 0,5 MVar dacă tensiunea în punct de racordare/delimitare, după caz, este ≥ 110 kV sau dacă punctul de racordare/delimitare, după caz, este situat la barele stațiilor electrice, respectiv maximum 0,1 MVar pentru IS racordate în linii sau la capătul unei linii lungi de MT.

Art. 19. IS de categorie C și D să fie capabile să:

- i. asigure un factor de putere în punctul de racordare, delimitare, după caz de cel mult 0,85 în orice mod de funcționare (consum/producție);
- i. aibă capabilitatea de a furniza automat putere reactivă în modul de reglaj al tensiunii, în modul de reglaj al puterii reactive sau în modul de reglaj al factorului de putere;
- ii. în ceea ce privește modul de reglaj de tensiune, IS de categorie D trebuie să fie capabile să contribuie la reglajul tensiunii în punctul de racordare/delimitare, după caz, prin asigurarea schimbului necesar de putere reactivă cu rețeaua electrică, la o valoare de referință a tensiunii situată cel puțin în domeniul $(0,95 \div 1,05)$ u.r. cu o referință prescrisă în pași care nu depășesc 0,01 u.r., cu o rampă minimă de $(2 \div 7)\%$ în pași de maximum 0,5%. Puterea reactivă produsă este zero atunci când valoarea tensiunii de rețea în punctul de racordare/delimitare, după caz, este egală cu valoarea de referință a tensiunii. Referința poate fi realizată cu sau fără o bandă moartă selectabilă într-un domeniu de la 0 la $\pm 5\%$ U_{ref} , unde $U_{ref} = U_n$, în pași de cel mult 0,5% U_{ref} ;
- iii. în ceea ce privește modul de reglaj al puterii reactive, IS trebuie să permită stabilirea valorii de referință a puterii reactive oriunde în domeniul de putere reactivă, cu pași de reglaj de cel mult 5 MVar sau, dacă această valoare este mai mică, de 5% din puterea reactivă totală, reglând puterea reactivă în punctul de racordare/delimitare, după caz, cu o

- precizie de plus sau minus 5 MVar sau, dacă această valoare este mai mică, de plus sau minus 5% din puterea reactivă totală;
- iv. în ceea ce privește modul de reglaj al factorului de putere, IS trebuie să permită reglajul factorului de putere în punctul de racordare/delimitare, după caz, în domeniul/conturul diagramei P-Q, cu un factor de putere setat în pași care nu depășesc 0,01. ORR stabilește valoarea factorului de putere solicitat, toleranța și durata de realizare a factorului de putere solicitat în urma unei schimbări bruște a puterii active. Toleranța factorului de putere solicitat se exprimă prin toleranța puterii reactive corespunzătoare, dar care nu va depăși 1% din valoarea puterii maxime reactive;
 - v. ORR în cooperare cu OTS și cu gestionarul IS, precizează care dintre cele trei opțiuni privind modul de reglaj al puterii reactive (reglaj de tensiune, de putere reactivă sau de factor de putere) cu valorile de referință asociate trebuie aplicate, și ce alte echipamente sunt necesare pentru ca reglajul valorii de referință să poată fi realizat de la distanță;
 - (a) în ceea ce privește ierarhizarea contribuției puterii active sau reactive, OTS precizează care dintre acestea are prioritate în timpul defectelor pentru care se solicită capacitatea de trecere peste defect. Dacă se acordă prioritate contribuției puterii active, furnizarea acesteia se stabilește cel târziu la 150 ms de la începerea defectului;
 - (b) în ceea ce privește domeniile de tensiune:
 - i. fără a aduce atingere dispozițiilor prevăzute la Art. 13 pct. a) referitoare la capacitatea de trecere peste defect, IS trebuie să poată rămâne conectată la rețea și să funcționeze în domeniul de tensiune al rețelei în punctul de racordare/delimitare, după caz, față de tensiunea de referință de 1 u.r. și pe duratele indicate în tabelele 8 și 9;
 - ii. OTS poate stabili perioade mai scurte de timp în care IS trebuie să fie capabile să rămână conectate la rețea în cazul prezenței simultane a unei tensiuni maxime cu o frecvență scăzută sau a unei tensiuni minime cu o frecvență de valoare mare;

Tabelul 8. Durata minimă de funcționare a unei IS racordată la tensiunea de 110 kV, respectiv 220 kV

Domeniu de tensiune	Perioadă de funcționare
0,85 u.r. – 0,90 u.r.	60 de minute
0,90 u.r. – 1,118 u.r.	Nelimitată
1,118 u.r. – 1,15 u.r.	20 de minute

**Tabelul 8 prezintă duratele minime de timp în care o IS trebuie să fie capabilă să funcționeze fără a se deconecta la tensiuni de rețea care se abat de la valoarea nominală, exprimată în unități relative, în punctul de racordare/delimitare, după caz, în cazul în care tensiunea considerată pentru valoarea de referință este 110 kV și 220 kV. De regulă, valoarea maximă de funcționare nelimitată pentru tensiunea nominală de 110 kV este de 123 kV, respectiv pentru tensiunea nominală de 220 kV este de 245 kV, ca valori absolute. Pentru zone de rețea în care se convin durate mai mari de funcționare de 20 minute la valori ale tensiunii în intervalul 1,118 u.r. -*

1,15 u.r., durata maximă nu poate depăși 60 minute. Valorile se stabilesc în baza unor convenții de exploatare încheiate între utilizatori și ORR.

Tabelul 9. Durata minimă de funcționare a unei IS racordată la tensiunea de 400 kV

Domeniu de tensiune	Perioadă de funcționare
0,85 u.r. – 0,90 u.r.	60 de minute
0,90 u.r. – 1,05 u.r.	Nelimitată
1,05 u.r. – 1,10 u.r.	20 de minute

**Tabelul 9 prezintă duratele minime de timp în care o IS trebuie să fie capabilă să funcționeze fără a se deconecta la tensiuni de rețea care se abat de la valoarea nominală, exprimată în unități relative, în punctul de racordare/delimitare, după caz, în cazul în care tensiunea considerată pentru valoarea de referință este 400 kV. Pentru zone de rețea în care se convin durate mai mari de funcționare de 20 minute la valori ale tensiunii în intervalul 1,05 u.r - 1,1 u.r., durata maximă nu poate depăși 60 minute. Valorile vor fi convenite în baza convențiilor de exploatare încheiate între utilizatori și ORR.*

- (c) ORR și gestionarul IS, în coordonare cu OTS, pot conveni domenii de tensiune mai extinse sau durate minime de funcționare mai mari. Dacă domeniile de tensiune extinse sau duratele minime de funcționare mai mari sunt fezabile din punct de vedere economic și tehnic, gestionarul centralei formate din module generatoare nu poate refuza nejustificat acordul pentru aceste propuneri.

Art. 20.

- (1) IS de clasă B și/sau C, se integrează în sistemul DMS-SCADA al ORR asigurând cel puțin schimbul de semnale: putere activă, putere reactivă, tensiunea și frecvența în punctul de racordare/delimitare, după caz.
- (2) IS de clasă D, se integrează în sistemul DMS-SCADA al ORR și în sistemul EMS-SCADA, asigurând cel puțin schimbul de semnale: putere activă, putere reactivă, tensiunea și frecvența în punctul de racordare/delimitare, după caz, consemne pentru puterea activă și puterea reactivă sau de tensiune, semnale de stare și comenzi pentru poziția întreruptorului și pentru poziția separatoarelor.
- (3) Gestionarul IS asigură transmiterea semnalelor prin una/două căi de comunicație independente (stabilite prin ATR). De regulă, calea principală este asigurată prin suport de fibră optică.

Art. 21. Gestionarul IS are obligația de a asigura compatibilitatea echipamentelor de schimb de date la nivelul interfeței cu sistemul DMS-SCADA al ORR respectiv EMS-SCADA, la caracteristicile solicitate de acesta.

Art. 22. Instalațiile de stocare de clasă C și D sunt conduse de la un centru de dispecer.

Art. 23. În situația racordării mai multor IS cu gestionari diferiți, în același nod electric (bară), însumând în totalitate mai mult de 20 MW, acestea trebuie să asigure, în comun, reglajul tensiunii în punctul de racordare/delimitare, după caz.

- Art. 24.** În regim normal de funcționare al rețelei electrice, IS nu trebuie să producă în punctul de racordare/delimitare, după caz, variații rapide de tensiune mai mari de $\pm 5\%$ din tensiunea nominală a rețelei electrice la care este racordat.
- Art. 25.** Indiferent de instalațiile auxiliare aflate în funcțiune și oricare ar fi puterea produsă, IS trebuie să asigure în punctul de racordare/delimitare, după caz, calitatea energiei electrice în conformitate cu standardele în vigoare (standardele europene și standardul de performanță pentru prestarea serviciului de transport al energiei electrice și a serviciului de sistem, respectiv standardul pentru prestarea serviciului de distribuție a energiei electrice, după caz).
- Art. 26.** IS este monitorizată din punct de vedere al calității energiei electrice în punctul de racordare/delimitare, după caz, pe durata testelor de verificare a conformității cu cerințele tehnice de racordare. ORR poate solicita, după caz, monitorizarea permanentă a calității energiei electrice în punctul de racordare/delimitare, după caz și integrarea echipamentului de monitorizare permanentă în sistemul propriu de monitorizare a calității energiei electrice.
- Art. 27.** Punerea în funcțiune și verificarea tehnică finală premergătoare obținerii certificatului de racordare respectă toate etapele *Ordinului ANRE nr. 51/2019 privind aprobarea Procedurii de notificare pentru racordare a unităților generatoare și de verificare a conformității unităților generatoare cu cerințele tehnice privind racordarea unităților generatoare la rețelele electrice de interes public* cu următoarele modificări:
- (1) documentația tehnică DTIS solicitată a fi completată este prezentată în Anexa 2;
 - (2) documentația tehnică se depune la ORR cu cel puțin 3 luni înainte de data propusă pentru punerea sub tensiune, solicitarea pentru punerea sub tensiune pentru perioada de probe (în conformitate cu prevederile din Anexa 1) însoțită de DTIS și termenul planificat pentru punerea în funcțiune;
 - (3) nu se solicită certificat de conformitate emis de institute de certificare acreditate pe plan European. Datele tehnice transmise trebuie să justifice îndeplinirea completă și conformă a cerințelor tehnice aplicabile
 - (4) testele de verificare finală se realizează de firme autorizate A3, de către ANRE;
 - (5) ORR poate participa la testele de verificare a conformității fie la fața locului, fie de la distanță. ORR este singurul în măsură să decidă cu privire la participarea sa.
 - (6) Emiterea NFF condiționează emiterea certificatului de racordare.

Secțiunea a 5-a CERINȚE GENERALE PENTRU INSTALAȚIILE DE STOCARE racordate în cadrul unui loc de producere

Art. 28. IS instalate în cadrul unui loc de producere existent sau în curs de dezvoltare trebuie să:

- (1) respecte Ordinul ANRE nr. 79/2016 pentru aprobarea clasificării unităților generatoare și a centralelor electrice, privind încadrarea locului de producere cu IS în una din categoriile prevăzute. Puterea instalată a locului de producere cu IS este egală cu suma dintre puterea instalată a locului de producere și puterea instalată în regim de generare a IS;
- (2) respecte, împreună cu locul de producere existent, cerințele tehnice aplicabile categoriei în care se încadrează după montarea IS dacă noul loc de producere cu IS trece într-o altă categorie. În această situație NFF emisă pentru locul de producere fără IS se anulează, fiind necesară refacerea testelor de verificare pentru noul loc de producere cu IS;
- (3) asigure îndeplinirea cerințelor tehnice de la Art. 6, Art. 11, Art. 17 , Art. 20 din prezenta;
- (4) asigure îndeplinirea condițiilor tehnice privind răspunsul la variațiile de frecvență la creșterea și reducerea de frecvență prezentate în Art. 7 și Art. 14, respectiv scăderea admisă a puterii maxime generate conform Art. 8 și Art. 9, în mod individual sau împreună cu locul de producere, în conformitate cu categoria în care se încadrează locul de producere cu IS;
- (5) asigure îndeplinirea condițiilor tehnice privind trecerea peste defect prezentată în Art. 13 în conformitate cu categoria în care se încadrează locul de producere cu IS;
- (6) Îndeplinească împreună cu echipamentele și unitățile generatoare componente locului de producere, cerințele tehnice specifice categoriei locului de producere cu IS, în conformitate cu legislația în vigoare (reglaj de putere activă, reactivă, tensiune și răspunsul activ la variațiile de frecvență conform Art. 15);
- (7) În situația în care puterea instalată a IS depășește puterea instalată a locului de producție (unitate generatoare) în care aceasta este instalată, pentru regimul de consumator fără producție, IS va realiza calculul de putere reactivă în punctul de racordare și va asigura un factor de putere mai mare de 0,9.
- (8) Parcurgă procesul de notificare în conformitate cu Art. 27 pentru situația în care IS se instalează într-un loc de producere existent, respectiv Ordinul ANRE nr. 51/2019 privind aprobarea Procedurii de notificare pentru racordare a unităților generatoare și de verificare a conformității unităților generatoare cu cerințele tehnice privind racordarea unităților

- generatoare la rețelele electrice de interes public împreună cu noul loc de producere, în cazul unui loc de producere cu IS, nou;
- (9) Asigure efectuarea testelor de verificare finală referitoare la punctul de racordare, pentru situația în care IS se instalează într-un loc de producere existent și respectarea condițiilor tehnice specifice categoriei noului loc de producere cu IS. ORR poate participa la testele de verificare a conformității fie la fața locului, fie de la distanță. ORR este singurul în măsură să decidă cu privire la participarea sa;

Secțiunea a 6-a CERINȚE GENERALE PENTRU INSTALAȚIILE DE STOCARE racordate în cadrul unui loc de consum

Art. 29. IS instalate în cadrul unui loc de consum existent sau în curs de dezvoltare trebuie să:

- (1) asigure îndeplinirea cerințelor tehnice de la articolele Art. 6, Art. 11, Art. 17 , Art. 20 din prezenta;
- (2) asigure îndeplinirea condițiilor tehnice privind răspunsul la variațiile de frecvență la creșterea și reducerea de frecvență prezentate în Art. 7 și Art. 14, respectiv scăderea admisă a puterii maxime generate conform Art. 8 și Art. 9;
- (3) asigure îndeplinirea condițiilor tehnice privind trecerea peste defect prezentată în Art. 13 în conformitate cu categoria în care se încadrează IS;
- (4) În situația în care puterea instalată a IS depășește puterea instalată a locului de consum în care aceasta este instalată, pentru regimul de injecție în rețea, IS va asigura integral cerințele tehnice din prezenta normă pentru IS conectată independent. Categoria în care se încadrează IS va fi dată de puterea injectată în rețea pentru cea mai mică valoare de consum absorbită de locul de consum.;
- (5) asigure integrarea în sistemul DMS/EMS-SCADA, Integrarea marimilor P, Q și U convinte cu ORR;
- (6) Parcurgă procesul de notificare în coformitate cu Art. 27 dacă IS este de categorie B, C sau D.

ANEXA nr. 1 la norma tehnică

Date tehnice ale instalației de stocare a energiei electrice

1. Gestionarul instalației de stocare a energiei electrice are obligația de a transmite ORR datele tehnice prevăzute în tabelul 1, în conformitate cu prevederile prezentei norme tehnice.
2. În cadrul procedurii de notificare pentru racordare a instalației de stocare a energiei electrice și de verificare a conformității acestora cu cerințele tehnice privind racordarea la rețelele electrice de interes public, ORR poate solicita date suplimentare pentru fiecare etapă a procesului de notificare și de verificare a conformității.
3. Datele standard de planificare (S), comunicate prin cererea de racordare și utilizate în studiile de soluție reprezintă totalitatea datelor tehnice generale care caracterizează instalația de stocare a energiei electrice.
4. Datele detaliate pentru planificare (D) sunt date tehnice care permit analize speciale de stabilitate statică și tranzitorie, dimensionarea instalațiilor de automatizare și reglajul protecțiilor, precum și alte date necesare în programare operativă; datele detaliate pentru planificare trebuie furnizate cu minimum 3 luni înainte de PIF.
5. Datele, validate și completate la punerea sub tensiune a instalației pentru începerea perioadei de probe, sunt confirmate în procesul de verificare a conformității cu cerințele tehnice privind racordarea la rețelele electrice de interes public (R).

Tabelul 1. Date pentru instalația de stocare a energiei electrice

Descrierea datelor	Unitatea de măsură	Categoria datelor
Punctul de racordare/delimitare, după caz	Text, schemă	S, D,R

Tensiunea nominală în punctul de racordare/delimitare, după caz	kV	S, D, R
Valoarea curentului maxim de scurtcircuit în punctul de racordare/delimitare, după caz, furnizat de instalația de stocare a energiei electrice la un defect:		
- Simetric (trifazat)	kA	R, D
- Nesimetric (bifazat, bifazat cu pământul și monofazat)	kA	R, D
Valoarea curentului minim de scurtcircuit în punctul de racordare/delimitare, după caz, furnizat de instalația de stocare a energiei electrice la un defect:		
- Simetric (trifazat)	kA	R, D
- Nesimetric (bifazat, bifazat cu pământul și monofazat)	kA	R, D
Puterea nominală aparentă produsă	MVA	S, D, R
Factor de putere nominal ($\cos \varphi_n$)	-	S, D, R
Putere netă produsă	MW	S, D, R
Puterea activă nominală produsă la borne	MW	S, D, R
Puterea activă nominală consumată la borne	MW	S, D, R
Puterea activă maximă produsă la borne	MW	S, D, R
Puterea activă maximă consumată la borne	MW	S, D, R
Tensiunea nominală	kV	S, D, R
Frecvența maximă/minimă de funcționare la parametri nominali (în regim de producere/consum)	Hz	S, D, R
Consumul serviciilor proprii la puterea maximă produsă la borne (după caz)	MW	S, D, R
Puterea reactivă injectată, maximă, la borne în regim de producere/consum	MVar	S, D, R
Putere reactivă absorbită, maximă, la borne în regim de producere/consum	MVar	S, D, R
Capabilitatea de trecere peste defect LVRT	diagramă	S, D, R
Funcții interne de protecție	Text	D
Diagrame		
Diagrama de capacitate P-Q	Date grafice	S, D, R
Diagrama de variație a datelor tehnice în funcție de		R

abaterile față de condițiile standard de mediu		
Răspunsul la scăderea de frecvență	diagrama	R
Răspunsul la creșterea de frecvență	diagrama	R
Domeniul de setare al statismului	%	R
Banda moartă de frecvență	mHz	R
Timpul de întârziere (timpul mort, t_1)	s	R
Zona de insensibilitate	mHz	R
Capabilitatea de funcționare insularizată	DA/NU	S, D, R
Unități de transformare:		
Număr de înfășurări	Text	S, D, R
Puterea nominală pe fiecare înfășurare	MVA	S, D, R
Raportul nominal de transformare	kV/kV	S, D, R
Tensiune de scurtcircuit pentru fiecare pereche de înfășurări (u_{12} pentru transformator cu două înfășurări, u_{12}, u_{13}, u_{23} pentru transformator cu trei înfășurări)	% din U_{nom} , la S_{nom}	S, D, R
Pierderi în gol	kW	S, D, R
Pierderi în sarcină	kW	S, D, R
Curentul de magnetizare	%	S, D, R
Grupa de conexiuni	Text	S, D, R
Domeniul de reglaj	kV-kV	S, D, R
Schema de reglaj (longitudinal sau longo-transversal)	Text, diagrama	D, R
Mărimea treptei de reglaj și numărul de prize	%	S, D, R
Reglaj sub sarcină	Da/Nu	D, R
Tratarea neutrlui	Text, diagrama	S, D, R
Curba de saturație	Diagrama	R

Gestionarul instalației de stocare a energiei electrice trebuie să pună la dispoziția ORR tipul protecțiilor, modalitatea de racordare la circuitele de tensiune, de curent

electric și de declanșare, matricea de acționare a funcțiilor de protecție, stabilite prin proiect în punctul de racordare.

Notă: În funcție de necesitățile privind siguranța în funcționare a SEN, operatorul de rețea relevant și OTS pot solicita de la gestionarul instalației de stocare a energiei electrice informații suplimentare celor din tabelul 1.

Anexa 2

Documentația tehnică pentru instalația de stocare a energiei electrice

Documentația tehnică pentru instalația de stocare a energiei electrice conține următoarele documente:

- (1) copia ATR;
- (2) datele de contact ale gestionarului instalației de stocare a energiei electrice și ale terțului sau ale agregatorului, după caz;
- (3) punctul de racordare;
- (4) data preconizată pentru punerea sub tensiune pentru perioada de probe;
- (5) date tehnice privind:
 - (a) verificarea curbei de capabilitate $P - Q$;
 - (b) trecerea peste defect;
 - (c) funcționarea instalației de stocare a energiei electrice în plaja de frecvență (47,5÷51,5) Hz, la o viteză de variație a frecvenței de 2 Hz/sec pentru o fereastră de timp de 500 ms, de 1,5 Hz/s pentru o fereastră de timp de 1s și de 1,25 Hz/s pentru o fereastră de timp de 2s, reducerea de putere activă față de puterea activă maximă produsă în cazul scăderii frecvenței sub valoarea de 49,5 Hz, respectiv 49 Hz, capabilitatea asigurării răspunsului limitat la creșterile de frecvență peste valoarea nominală de 50 Hz, capabilitatea asigurării răspunsului limitat la scăderile de frecvență sub

valoarea nominală de 50 Hz, capacitatea menținerii constante a puterii active mobilizate indiferent de variațiile de frecvență, capacitatea de reconectare automata a instalației de stocare a energiei electrice, la variațiile de tensiune de $(0,85 \div 1,1) U_n$;

- (d) perturbațiile electrice, conform EN 50160 ediția în vigoare, comunicate de fabricantul instalației de stocare a energiei electrice și măsurate, în punctul de racordare, de un operator economic care deține atestat de tip A3, emis de ANRE sau de către ORR. Măsurătorile de calitate a energiei electrice se finalizează prin raport de măsurare, având anexate datele extrase din analizorul de calitate de clasă A;
 - (e) modul de răspuns la variații ale consemnelor de putere activă și putere reactivă.
- (6) datele tehnice detaliate ale instalației de stocare a energiei electrice, conform tabelului nr. 1, precum și proiectul tehnic din care să rezulte: lungimile și caracteristicile tehnice ale cablurilor și ale racordului la stația/celula aparținând ORR, modul de conectare al instalației de stocare a energiei electrice, precum și schema electrică monofilară a stației și a racordului instalației de stocare a energiei electrice.
- (7) **modelul matematic care va respecta** cerințele de modelare pentru studiile de sistem de regim permanent și de regim dinamic, după cum urmează:
- (a) pentru calculul regimului staționar și al curenților de scurtcircuit, sunt necesare:
 - i. schema electrică a instalației de stocare a energiei electrice și a stației de racordare la sistem;
 - ii. lungimea tuturor LEA sau LES dintre instalația de stocare a energiei electrice și stația de racordare la sistem și a LES din centrala cu module de generare, după caz;
 - iii. parametrii electrici specifici tuturor cablurilor și liniilor: tipul (material), R_+ [Ω/km], R_0 [Ω/km], R_{m0} [Ω/km], X_+ [Ω/km], X_0 [Ω/km], X_{m0} [Ω/km], C_+ [$\mu\text{F}/\text{km}$], C_0 [$\mu\text{F}/\text{km}$], S [mm], U_n [kV] etc;
 - iv. pentru unitățile de transformare 110 kV/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;
- v. 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 a locului de instalare a sistemului de compensare;
- (a) pentru calculul regimului dinamic sunt necesare:
- i. schema logică de funcționare a instalației de stocare a energiei electrice;
 - ii. modelul matematic al instalației de stocare a energiei electrice și parametrii acesteia. Ca alternativă se poate specifica asimilarea cu un model generic din una din 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;
 - iii. sistemul de reglaj electric: scheme de reglaj și parametrii pentru reglajul de putere activă și reglajul de putere reactivă și, după caz, a tensiunii la borne sau în punctul de racordare;
 - iv. protecțiile la variații de tensiune: „trecerea peste defect - tensiune scăzută” (LVRT, ZVRT);
 - v. alte funcții speciale: „logica de putere la tensiune scăzută”, participare la reglajul de frecvență etc;
 - vi. echivalentul dinamic al instalației;
- (8) schemele de reglare a puterii active, a puterii reactive, în detaliu, la nivelul instalației de stocare a energiei electrice, în scopul evidențierii modului în care:
- (a) sunt preluate și modificate consemnele de putere activă și putere reactivă;
 - (b) este preluată măsura de putere reactivă la nivel de instalație de stocare a energiei electrice;
- (9) studiul de rețea pentru calculul necesarului de putere reactivă în punctul de racordare, pentru îndeplinirea cerințelor privind puterea reactivă în punctul de racordare (0,9 inductiv ÷ 0,9 capacitiv) pe toată plaja de putere activă în regim de generare și în regim de consum, cu asigurarea schimbului de reactiv nul cu sistemul în situația în care puterea activă produsă/consumată este nulă. Se atașează diagrama P – Q a instalației de stocare a energiei electrice în punctul

de racordare și diagrama $U/Q/P_{\max}$;

(10) datele necesare calculelor aferente reglajelor protecțiilor, care se trimit la OTS cu cel puțin o lună înainte de data la care se solicită punerea sub tensiune pentru perioada de probe:

- i. proiectul tehnic complet (circuite electrice primare și secundare);
- ii. protecțiile proprii ale IS pentru defecte interne și externe, reglajele și timpii de acționare;
- iii. contribuția la scurtcircuit pe bara de MT a stației de racord, a fiecărei instalații de stocare a energiei electrice ce este conectată prin același cablu la tipurile de defect: monofazat, bifazat, bifazat cu pământul și trifazat;
- iv. caracteristicile electrice, protecțiile proprii cu reglajele aferente și automatizările de conectare/deconectare ale elementelor de compensare a puterii reactive;

(b) pentru stația de racord RED/RET:

- i. proiectul tehnic complet (circuite electrice primare și secundare) aferent stației electrice de racord a instalației de stocare a energiei electrice;
- ii. caracteristicile electrice ale transformatoarelor de putere, documentația, softul și reglajele terminalelor de protecție ale acestora;
- iii. documentația completă și software-ul aferent terminalelor de protecție a liniei/liniilor de racord;
- iv. caracteristicile electrice și geometrice ale FO-OPGW pentru fiecare tronson de linie (rezistență electrică specifică la 20°C [Ω/Km], secțiunea nominală [mm²], raza conductorului [cm]), dacă FO-OPGW a fost montată cu ocazia punerii sub tensiune pentru perioada de probe a instalației de stocare a energiei electrice;

(c) pentru stațiile adiacente stației de racord a instalației de stocare a energiei electrice:

- i. documentația completă a proiectului tehnic (partea electrică – circuite primare și secundare, schema bloc a protecțiilor și matricea de declanșare) dacă, în vederea punerii sub tensiune pentru perioada de probe a instalației de stocare a energiei electrice, au fost necesare înlocuiri de echipamente primare și/sau completări în schema de protecție a liniilor respective;

- ii. documentația completă și software-ul aferent terminalelor de protecție ce urmează a se monta în stațiile adiacente stației de racord a instalației de stocare a energiei electrice.
- (11) (a) pentru instalațiile de stocare a energiei electrice racordate la RET, calea principală de comunicație dintre instalația de stocare a energiei electrice și punctul de racordare la sistemul EMS-SCADA al OTS se realizează pe fibră optică, fiind prevăzută și o cale de rezervă, după caz. Proiectele de telecomunicații trebuie să fie avizate în ședința CTES a OTS.
- (b) pentru instalațiile de stocare a energiei electrice racordate în RED, calea principală de comunicație utilizată la integrarea în DMS-SCADA este cea de transmitere a datelor de decontare extrase din contor de decontare. Proiectele de telecomunicații trebuie să fie avizate în ședința CTE a ORR.
- (10) caracteristicile tehnice ale analizorului de calitate a energiei electrice, care se montează în punctul de racordare, în situația în care instalația de stocare a energiei electrice este racordată într-o stație care aparține OTS. Analizorul trebuie să fie de clasă A, conform standardului SR EN 61000-4-30, certificat de un organism de încercări independent și să fie capabil să transmită datele în structura impusă de sistemul de monitorizare a calității energiei electrice al OTS. Acesta se integrează în sistemul de monitorizare a calității energiei electrice al OTS.
- (11) procedura furnizorului de echipamente pentru punerea în funcțiune pentru perioada de probe a instalației de stocare a energiei electrice;
- (12) studiile privind:
- (a) capacitatea de a funcționa insularizat;
 - (b) capacitatea de a furniza putere reactivă în punctul de racordare, inclusiv compensarea puterii reactive în punctul de racordare atunci când puterea activă produsă este zero, diagrama $U-Q/P_{max}$, diagrama P-Q;
 - (c) coordonarea protecțiilor, cu acordul ORR privind schemele de protecții în punctul de racordare;
 - (d)
- (13) Ordinul de investire și centru de dispecer de care aparțin instalațiile de stocare de categorie C sau D.