

Republica Moldova

AGENȚIA NAȚIONALĂ PENTRU REGLEMENTARE ÎN ENERGETICĂ

HOTĂRÎRE Nr. 423

din 22-11-2019

cu privire la aprobarea Codului rețelelor electrice

Publicat : 24-01-2020 în Monitorul Oficial Nr. 14-23 art. 63

Înregistrat:

Ministerul Justiției al Republicii Moldova
nr. 1513 din 20 decembrie 2019

Ministru _____ Fadei NAGACEVSCHI

În temeiul art. 53 alin. (4) și art. 96 alin. (8) din Legea nr. 107 din 27 mai 2016 cu privire la energia electrică (Monitorul Oficial al Republicii Moldova, 2016, nr.193-203, art. 413), Consiliul de administrație al Agenției Naționale pentru Reglementare în Energetică

HOTĂRĂȘTE:

1. Se aprobă Codul rețelelor electrice (se anexează).
2. La Normele tehnice ale rețelelor electrice de transport, aprobate prin Hotărârea Consiliului de administrație al Agenției Naționale pentru Reglementare în Energetică nr.266 din 20 noiembrie 2007 (Monitorul Oficial al Republicii Moldova, 2007, nr.188-191, art.694), pct.4 literele a) și f), pct.9 lit. g), pct.13, Capitolul V „Condiții de racordare la rețeaua electrică de transport”, Capitolul VI „Testare, control și monitorizare” și Capitolul VII „Schimburi de informații” se abrogă.
3. La Normele tehnice ale rețelelor electrice de distribuție, aprobate prin Hotărârea Consiliului de administrație al Agenției Naționale pentru Reglementare în Energetică nr. 267 din 20 noiembrie 2007 (Monitorul Oficial al Republicii Moldova, 2007, nr. 188-191, art. 695), pct. 12 litera f) și Capitolul V „Condiții de racordare la rețelele electrice de distribuție” se abrogă.
4. Controlul asupra executării prezentei hotărâri se pune în sarcina subdiviziunilor Agenției Naționale pentru Reglementare în Energetică.

DIRECTORUL GENERAL
Directori

Veaceslav UNTILA
Octavian CALMÎC
Eugen CARPOV
Ștefan CREANGĂ
UE

Aprobat:

Hotărârea Consiliului

Administrație al ANRE

din 22 noiembrie 2019

prin

de

nr. 423/2019

CODUL REȚELELOR ELECTRICE

Codul rețelilor electrice transpune *Regulamentul* (UE) 2016/631 al Comisiei Europene din 14 aprilie 2016 de instituire a unui cod de rețea privind cerințele pentru racordarea la rețea a instalațiilor de generare (Text cu relevanță pentru SEE) publicat în Jurnalul Oficial al Uniunii Europene (JO) nr. L 112/1 din 27 aprilie 2016, adaptat prin Decizia Nr. 2018/03/PHLG - EnC a Grupului Permanent de Nivel Înalt al Comunității Energetice din 12 ianuarie 2018 privind adoptarea *Regulamentului* (UE) 2016/631 al Comisiei Europene din 14 aprilie 2016 de instituire a unui cod de rețea privind cerințele pentru racordarea la rețea a instalațiilor de generare, *Regulamentul* (UE) 2016/1447 al Comisiei Europene din 26 august 2016 de instituire a unui cod de rețea privind cerințele pentru racordarea la rețea a sistemelor de înaltă tensiune în curent continuu și a modulelor generatoare din centrală conectate în curent continuu (Text cu relevanță pentru SEE) publicat în Jurnalul Oficial al Uniunii Europene (JO) nr. L 241/1 din 08 septembrie 2016, adaptat prin Decizia Nr. 2018/04/PHLG - EnC a Grupului Permanent de Nivel Înalt al Comunității Energetice din 12 ianuarie 2018 privind adoptarea *Regulamentului* (UE) 2016/1447 al Comisiei Europene din 26 august 2016 de instituire a unui cod de rețea privind cerințele pentru racordarea la rețea a sistemelor de înaltă tensiune în curent continuu și a modulelor generatoare din centrală conectate în curent continuu, și *Regulamentul* (UE) 2016/1388 al Comisiei Europene din 17 august 2016 de stabilire a unui cod de rețea privind racordarea consumatorilor (Text cu relevanță pentru SEE) publicat în Jurnalul Oficial al Uniunii Europene (JO) nr. L 223/10 din 18 august 2016, adaptat prin Decizia Nr. 2018/05/PHLG - EnC a Grupului Permanent de Nivel Înalt al Comunității Energetice din 12 ianuarie 2018 privind adoptarea *Regulamentului* (UE) 2016/1388 al Comisiei Europene din 17 august 2016 de stabilire a unui cod de rețea privind racordarea consumatorilor.

Titlul I

CERINȚE GENERALE

Secțiunea 1

Prevederi generale

1. Codul rețelilor electrice (în continuare - Cod) instituie cadrul normativ pentru asigurarea și gestionarea unui acces eficient și transparent la rețelele electrice reglementând procedurile de racordare, dezvoltare și exploatare a rețelilor electrice, în legătură cu fluxurile transfrontaliere și exploatarea rețelilor electrice.

2. Prezentul Cod stabilește procedurile aplicate de operatorul sistemului de transport în scopul îndeplinirii în mod eficient a atribuțiilor ce îi revin, în special în legătură cu:

- 1) cerințele tehnice pentru funcționarea centralelor electrice;
- 2) echilibrul în sistemul electroenergetic;
- 3) accesul și racordarea la rețelele electrice;
- 4) securitatea operațională;
- 5) planificarea operațională și programarea;
- 6) frecvența și rezervele;
- 7) gestionarea situațiilor de urgență și restabilirea livrării, inclusiv măsuri de limitare a consumului în caz de necesitate.

3. În sensul prezentului Cod se utilizează termenii definiți în Legea nr. 107 din 27 mai 2016 cu privire la energia electrică (în continuare Legea 107/2016), Legea nr. 139 din 19 iulie 2018 cu privire la eficiența energetică (în continuare Legea 139/2018), precum și următorii termeni și definiții:

zonă sincronă - o zonă operată de operatori ai sistemelor de transport a energie electrice (în continuare OST) interconectați sincron;

tensiune - diferența de potențial electric între două puncte, măsurată ca valoare medie pătratică a tensiunilor la borne în secvență pozitivă la frecvența fundamentală;

putere aparentă - produsul dintre tensiune și curentul, la frecvența fundamentală, multiplicat cu rădăcina pătrată din trei, în cazul sistemelor trifazate, exprimat în kilovolți-amperi (kVA);

unitate generatoare - un modul generator sincron, sau un grup de generatoare;

instalație de producere a energiei electrice - o instalație care transformă energia primară în energie electrică și care este compusă dintr-una sau mai multe unități generatoare a energiei electrice conectate la o rețea electrică într-unul sau mai multe puncte de racordare;

gestionarul instalației de producere a energiei electrice - persoană fizică sau juridică care deține o instalație de producere a energiei electrice;

elemente principale de generare - unul sau mai multe echipamente necesare pentru conversia energiei primare în electricitate;

grup generator sincron - un set indivizibil de instalații care pot produce energie electrică astfel încât frecvența tensiunii generate, turația generatorului și frecvența tensiunii rețelei electrice să se afle într-un raport constant;

documentul unității generatoare - un document prezentat de către gestionarul instalației de producere a energiei electrice operatorului de sistem la care este racordată centrala în cazul unei unități generatoare de tip B sau C, prin care confirmă faptul că unitatea generatoare respectă criteriile tehnice prevăzute în prezentul Cod, furnizând datele și declarațiile necesare, inclusiv o declarație de conformitate;

zonă de control - o parte coerentă a unui sistem electroenergetic interconectat, exploatată de un singur operator de sistem, care include locuri de consum și unități generatoare, dacă există;

sistem HVDC - un sistem electric care transferă energie sub formă de curent continuu (CC) de înaltă tensiune între două sau mai multe borne colectoare de curent

alternativ (CA) și cuprinde cel puțin două stații de conversie HVDC cu cabluri sau linii de transport al curentului continuu între stațiile de conversie HVDC;

operator de sistem relevant - un operator al sistemului de transport (OST) sau un operator al sistemului de distribuție la al cărui sistem/rețea este sau va fi racordată o unitate generatoare, un loc de consum, o rețea electrică de distribuție sau un sistem HVDC;

contract de racordare - un contract încheiat între operatorul de sistem relevant și gestionarul instalației de producere a energiei electrice, gestionarul locului de consum, operatorul sistemului de distribuție sau gestionarul sistemului HVDC, care include cerințele pentru locația respectivă și cerințele tehnice specifice pentru instalația de producere a energiei electrice, locul de consum, rețeaua electrică de distribuție, instalația de racordare la rețeaua electrică de distribuție sau sistemul HVDC;

capacitate maximă sau P_{max} - puterea activă maximă, pe care o unitate generatoare o poate produce continuu, fără a lua în considerare nicio sarcină (niciun consum) aferentă destinată exclusiv asigurării funcționării unității generatoare și nelivrată în rețea, așa cum este specificat în contractul de racordare sau după cum este convenit între operatorul de sistem relevant și gestionarul instalației de producere;

modul generator din centrală sau MGC - un echipament sau un ansamblu de echipamente generatoare, care sunt racordate la rețeaua electrică, fie asincron, fie utilizând electronică de putere, care are un singur punct de racordare la rețeaua electrică de transport, la rețeaua electrică de distribuție, la sistemul de distribuție închis, sau la un sistem HVDC;

funcționare în compensator sincron - operarea unui generator fără utilizarea sursei primare de energie în scopul reglării continue a tensiunii, prin producția sau absorbția puterii reactive;

putere activă - componenta reală a puterii aparente la frecvență fundamentală, exprimată în wați (W);

acumulare prin pompare - o unitate hidroelectrică în care nivelul apei poate fi crescut prin pompare în sens ascendent, în vederea stocării pentru producerea de energie electrică;

frecvență - frecvența sistemului electroenergetic exprimată în herți (Hz), care poate fi măsurată în toate punctele unei zone sincrone, în ipoteza unei valori cvasiconstante în sistem de ordinul secundelor, cu existența doar a unor diferențe minore între punctele de măsurare diferite. Valoarea nominală a frecvenței este 50 Hz;

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 și variația relativă a puterii active se raportează la capacitatea maximă sau la puterea activă reală în momentul atingerii pragului relevant;

puterea minimă de reglaj - puterea activă minimă, specificată în contractul de racordare sau convenită de gestionarul instalației de producere cu operatorul de sistem relevant, până la care poate fi reglată unitatea generatoare;

valoare de referință - valoarea prescrisă ca referință pentru oricare parametru folosit în sistemele de reglaj;

dispoziție - orice comandă dată, în limita autorității sale, de un operator de sistem unui gestionar de instalație de producere, unui operator al sistemului de distribuție sau unui gestionar de sistem HVDC pentru a îndeplini o acțiune;

defect eliminat - un defect care este eliminat cu succes, potrivit criteriilor de planificare ale operatorului de sistem;

putere reactivă - componenta imaginară a puterii aparente la frecvența fundamentală, exprimată în kilovari (kVAr);

capacitatea de trecere peste defect (FRT) - capacitatea dispozitivelor electrice de a rămâne conectate la rețea și de a funcționa pe perioada golurilor de tensiune din punctul de racordare cauzate de defectele eliminate;

generator - un dispozitiv care transformă energia mecanică în energie electrică prin intermediul unui câmp magnetic rotitor;

curent - debitul cu care trece sarcina electrică exprimată prin valoarea medie pătratică a secvenței pozitive a curentului de fază la frecvența fundamentală;

stator - partea unui mecanism rotativ care include componente magnetice staționare cu înfășurările aferente;

inerție - proprietatea unui organ rotativ rigid, cum ar fi rotorul unui generator, care îi permite să-și mențină mișcarea de rotație uniformă și momentul cinetic, atât timp cât nu se aplică un cuplu extern;

inerție artificială - capacitatea unui modul generator din centrală sau a unui sistem HVDC de a înlocui efectul de inerție al generatoarelor sincrone, cu un nivel de performanță prestabilit;

reglaj de frecvență - capacitatea unei unități generatoare sau a unui sistem HVDC de a-și ajusta producția de putere activă ca reacție la o abatere a frecvenței sistemului față de o valoare de referință, în scopul stabilizării frecvenței sistemului;

reglaj de frecvență activ sau răspuns la abaterile de frecvență (în continuare – RFA) - modul de funcționare al unei unități generatoare sau al unui sistem HVDC în care producția de putere activă se modifică ca reacție la abaterea frecvenței sistemului, astfel încât aceasta să contribuie la restabilirea frecvenței la valoarea de referință;

reglaj de frecvență activ limitat la creșterea frecvenței (RFA-CR) - modul de funcționare al unei unități generatoare sau al unui sistem HVDC, care are drept rezultat reducerea puterii active ca răspuns la o creștere a frecvenței sistemului peste o anumită valoare;

reglaj de frecvență activ limitat la scăderea frecvenței (RFA-SC) - modul de funcționare al unei unități generatoare sau al unui sistem HVDC, care are drept rezultat creșterea puterii active ca răspuns la o scădere a frecvenței sistemului sub o anumită valoare;

bandă moartă în frecvență - un domeniu de frecvență în care reglajul de frecvență este dezactivat în mod voit;

insensibilitate în frecvență - o 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;

diagrama de capacitate P-Q - o diagramă care descrie capacitatea unei unități generatoare de a genera putere reactivă la variații ale puterii active în punctul de racordare;

stabilitate statică - capacitatea unei rețele sau unui ansamblu de grupuri generatoare de a reveni la o funcționare stabilă și de a o menține după un incident minor;

regim de funcționare insularizat - funcționarea independentă a unei rețele electrice sau a unei părți a rețelei electrice care este izolată după ce a fost separată de la sistemul interconectat, având cel puțin o unitate generatoare sau un sistem HVDC, care injectează energie electrică în această rețea electrică și controlează frecvența și tensiunea;

funcționare izolată pe servicii proprii - funcționarea care asigură că instalațiile de generare a energiei electrice pot continua să alimenteze serviciile proprii în cazul incidentelor din rețeaua electrică, care determină deconectarea de la rețeaua electrică a unității generatoare și alimentarea serviciilor proprii;

capacitate de pornire fără sursă de tensiune din sistem - capacitatea de repornire a unei unități generatoare după o cădere totală de tensiune cu ajutorul unei surse auxiliare de alimentare dedicate, fără ca unitatea generatoare să beneficieze de nicio sursă de alimentare externă;

organism de certificare autorizat - o entitate care emite certificate pentru echipamente și documente pentru unitățile generatoare;

certificatul echipamentului - un document emis de un organism de certificare autorizat, care demonstrează satisfacerea de către echipamentele utilizate de o unitate generatoare, de o unitate consumatoare, de un operator al sistemului de distribuție, de un loc de consum sau de sistemul HVDC a unor valori specifice din intervalul permis la nivel european. În scopul înlocuirii anumitor părți din procesul de asigurare a conformității, certificatul echipamentului poate include modele matematice care au fost verificate comparativ cu rezultatele reale de testare;

sistem de reglaj al excitației - un sistem de reglaj care include mașina sincronă și sistemul său de excitație;

diagrama U-Q/Pmax - o diagramă care reprezintă capacitatea unei unități generatoare sau a unui convertizor HVDC de a produce putere reactivă în scopul reglajului de tensiune în punctul de racordare;

puterea minimă de funcționare stabilă - puterea activă minimă, prevăzută în contractul de racordare sau convenită între operatorul de sistem relevant și gestionarul instalației de producere, la care unitatea generatoare poate funcționa în condiții de stabilitate o durată nelimitată de timp;

limitator de supraexcitație - echipament de reglaj component al regulatorului automat de tensiune, care împiedică intrarea în suprasarcină a rotorului unui generator prin limitarea curentului de excitație;

limitator de subexcitație - echipament de reglaj component al regulatorului automat de tensiune, care împiedică ieșirea din sincronism a generatorului datorat lipsei de excitație;

regulator automat de tensiune (RAT) - echipamentul automat care acționează continuu reglând tensiunea la borne a unuia sau mai multor grupuri generatoare

sincrone prin reglajul curentului de excitație, drept răspuns la abaterea valorii reale a tensiunii măsurate la borne de la o valoare de referință prestabilită;

stabilizator al rețelei electrice (PSS) - o funcție suplimentară a RAT al unui grup de generatoare sincrone, al cărui scop este atenuarea oscilațiilor de putere interzonale;

componenta de regim tranzitoriu a curentului de defect - un curent injectat de un modul generator din centrală sau de un sistem HVDC în timpul și după o abatere de tensiune provocată de un defect electric, cu scopul de a facilita acționarea rețelelor de protecție a rețelei în etapa inițială a defectului și de a contribui la menținerea tensiunii în sistem într-o etapă ulterioară a defectului și la restabilirea tensiunii după eliminarea defectului;

factor de putere - raportul dintre valoarea absolută a puterii active și a puterii aparente;

pantă - raportul dintre variația de tensiune raportată la tensiunea de referință de 1 pu (părți unitare), și puterea reactivă absorbită, raportată la puterea reactivă maximă;

documentul instalației - un document simplu structurat, care conține informații despre o unitate generatoare de tip A sau o unitate consumatoare cu o variație a cererii de energie conectată la mai puțin de 1000 V, și care confirmă conformitatea acesteia cu cerințele relevante, stabilite conform prezentului Cod;

declarație de conformitate - un document eliberat de gestionarul instalației de producere a energiei electrice sau al locului de consum, de un operator al sistemului de distribuție sau un operator de sistem HVDC operatorului de sistem, care prezintă situația actuală a conformității cu specificațiile și cerințele stabilite de operatorul de sistem relevant conform prezentului Cod;

notificare de funcționare finală (NFF) - acceptul emis de operatorul de sistem relevant unui gestionar de instalație de producere a energiei electrice sau de loc de consum, unui operator de distribuție sau unui operator de sistem HVDC care satisface specificațiile și cerințele solicitate, prin care le permite acestora să opereze o unitate generatoare a energiei electrice, un loc de consum, o rețea electrică de distribuție sau un sistem HVDC prin utilizarea instalației de racordare la rețeaua electrică;

notificare de punere sub tensiune (NPT) - acceptul emis de către un operator de sistem relevant unui gestionar de instalație de producere a energiei electrice sau de loc de consum, unui operator al sistemului de distribuție sau unui operator de sistem HVDC prin care i se permite punerea sub tensiune a instalației;

notificare de funcționare provizorie (NFP) - acceptul emis de către un operator de sistem relevant unui gestionar de instalație de producere a energiei electrice sau de loc de consum, unui operator al sistemului de distribuție sau unui operator de sistem HVDC, care îi permite acestuia să opereze o unitate generatoare a energiei electrice, un loc de consum, o rețea electrică de distribuție sau un sistem HVDC prin utilizarea instalației de racordare la rețeaua electrică pentru o perioadă limitată și să înceapă teste de conformitate pentru a asigura conformitatea cu specificațiile și cerințele solicitate;

notificare de funcționare limitată (NFL) - o notificare emisă de către un operator de sistem relevant unui gestionar de instalație de producere a energiei electrice sau de loc de consum, unui operator al sistemului de distribuție sau unui operator de sistem HVDC, care a beneficiat anterior de statutul NFF, dar care trece temporar printr-o

modificare semnificativă sau are o pierdere importantă de capacitate care conduce la nerespectarea specificațiilor și cerințelor solicitate;

loc de consum racordat la rețeaua electrică de transport - un loc de consum care are un punct de racordare la o rețea electrică cu tensiunea 35 kV și mai mult;

instalație de distribuție racordată la rețeaua electrică de transport - o instalație electrică racordată la rețeaua electrică de distribuție sau instalația și echipamentele electrice utilizate pentru racordarea la o rețea electrică cu tensiunea 35 kV și mai mult;

unitate consumatoare - un set indivizibil de instalații, care conțin echipamente ce pot fi controlate în mod activ de gestionarul locului de consum sau de un operator al sistemului de distribuție închis, fie individual, fie în comun, ca parte a agregării locurilor de consum prin intermediul unui terț;

echipamentele principale ale locului de consum - cel puțin unul dintre următoarele echipamente: motoare, transformatoare, echipamente de înaltă tensiune de la punctul de racordare și de la instalațiile de consum ale utilizatorului racordate direct la rețeaua electrică;

rețea electrică de distribuție racordată la rețeaua electrică de transport – o rețea electrică de distribuție racordată la rețeaua electrică cu tensiunea 35 kV și mai mult, cu includerea instalațiilor de distribuție racordate la rețeaua electrică de transport;

capacitate maximă de export - puterea activă maximă de durată pe care un loc de consum racordat la rețeaua electrică de transport sau o instalație de distribuție racordată la rețeaua electrică de transport o poate introduce în rețeaua electrică de transport, în punctul de racordare, astfel cum se specifică în contractul de racordare sau astfel cum s-a convenit între operatorul de sistem relevant și gestionarul locului de consum racordat la rețeaua electrică de transport sau, respectiv, operatorul sistemului de distribuție racordat la rețeaua electrică de transport;

capacitate maximă de import - puterea activă maximă de durată pe care un loc de consum racordat la rețeaua electrică de transport sau o instalație de distribuție racordată la rețeaua electrică de transport o poate consuma din rețea, în punctul de racordare, astfel cum se specifică în contractul de racordare sau astfel cum s-a convenit între operatorul de sistem relevant și gestionarul locului de consum racordat la rețeaua electrică de transport sau, respectiv, operatorul de distribuție racordat la rețeaua electrică de transport;

deconectarea consumului la scăderea frecvenței - o acțiune prin care consumul este deconectat în cazul scăderii frecvenței pentru a restabili echilibrul dintre consum și producere și frecvența sistemului în limite acceptabile;

deconectarea consumului la tensiune scăzută - o acțiune de restaurare prin care consumul este deconectat în cazul scăderii tensiunii, pentru a se restabili tensiunea la limite acceptabile;

comutator de ploturi sub sarcină - un dispozitiv de selectare a prizei de reglaj a unei înfășurări a transformatorului, adecvat pentru funcționare, în timp ce transformatorul este sub tensiune sau sub sarcină;

blocarea comutatorului de ploturi sub sarcină - o acțiune care blochează comutatorul de ploturi al transformatorului în cazul scăderii tensiunii, pentru a opri acțiunile în același sens și a opri scăderea tensiunii dintr-o zonă;

cameră de comandă - centrul de operare al unui operator de sistem relevant;

sincronizarea și încărcarea automată a sarcinii - nivelul maxim de putere activă conectată în timpul restaurării sistemului după ce unitățile consumatoare au fost deconectate ca urmare a unui colaps de tensiune;

reglaj de putere activă al consumului comandabil - consumul aparținând unui loc de consum sau unui sistem de distribuție închis, care este disponibil pentru reglare la comanda operatorului de sistem relevant sau OST, rezultând o variație a puterii active;

reglaj de putere reactivă al consumului comandabil - puterea reactivă asigurată prin mijloace de compensare ale unui loc de consum sau sistem de distribuție închis, care sunt disponibile pentru reglare la comanda operatorului de sistem relevant sau a OST;

managementul congestiilor în rețeaua electrică cu ajutorul consumului comandabil - consumul aparținând unui loc de consum sau unui sistem de distribuție închis, care este disponibilă pentru reglare la comanda operatorului de sistem relevant sau a OST, în scopul gestionării congestiilor de sistem;

agregarea locurilor de consum - locuri de consum sau sisteme de distribuție închise, care pot funcționa ca un singur loc de consum sau ca un singur sistem de distribuție închis, cu scopul de a furniza unul sau mai multe servicii de consum comandabil;

răspunsul consumului la abaterile de frecvență - loc de consum sau sistem de distribuție închis, care este disponibil pentru o reducere sau o creștere ca reacție la abaterile de frecvență, realizat ca răspuns autonom al locului de consum sau al sistemului de distribuție închis în sensul reducerii acestor abateri;

reglajul foarte rapid al puterii active al consumului - consumul aparținând unui loc de consum sau unui sistem de distribuție închis, care poate fi reglat foarte rapid ca reacție la o abatere a frecvenței, rezultând o variație foarte rapidă a puterii active;

documentul consumatorului comandabil - un document care este emis fie de gestionarul locului de consum, fie de operatorul sistemului de distribuție închis operatorului de sistem relevant pentru unitățile consumatoare cu consum comandabil și racordate la un nivel de tensiune de peste 1000 V, care confirmă respectarea de către unitatea consumatoare a cerințelor tehnice prevăzute de prezentul Cod și care furnizează datele și rapoartele necesare, inclusiv o declarație de conformitate.

modul generator din centrală conectat la curent continuu (modul MGCCC) - un modul generator din centrală care este conectat prin intermediul unuia sau mai multor puncte de interfață la unul sau mai multe sisteme HVDC;

sistem HVDC integrat - un sistem HVDC racordat într-o zonă de reglaj, care nu este instalat nici în scopul racordării unui modul MGCCC în momentul instalării, nici în scopul racordării unui loc de consum;

stație de conversie HVDC - o parte a unui sistem HVDC care cuprinde una sau mai multe unități de conversie HVDC instalate într-un singur loc împreună cu clădiri, bobine de reactanță, filtre, dispozitive de putere reactivă și echipamente de reglaj, monitorizare, măsurare, protecție, precum și echipamentele auxiliare;

punct de interfață cu HVDC - punctul în care echipamentul HVDC este conectat la rețeaua de curent alternativ și în care specificațiile tehnice care afectează performanța echipamentului pot fi prescrise;

gestionarul modului MGCCC - o persoană fizică sau juridică care deține un modul MGCCC;

capacitatea maximă de transport al puterii active a HVDC (P_{max}) - puterea maximă asigurată în mod continuu pe care un sistem HVDC poate să o schimbe cu rețeaua electrică în fiecare punct de racordare la rețeaua electrică, după cum se prevede în contractul de racordare sau după cum se convine între operatorul de sistem relevant și gestionarul sistemului HVDC;

capacitatea minimă de transport al puterii active a HVDC (P_{min}) - puterea minimă continuă pe care un sistem HVDC poate să o schimbe cu rețeaua electrică în fiecare punct de racordare la rețeaua electrică, după cum se prevede în contractul de racordare sau după cum se convine între operatorul de sistem relevant și gestionarul sistemului HVDC;

curent maxim în sistemul HVDC - cel mai mare curent de fază asociat unui punct de operare din interiorul profilului U-Q/ P_{max} al stației de conversie HVDC la capacitatea maximă de transport al puterii active a HVDC;

unitate de conversie HVDC - o unitate care conține una sau mai multe punți de conversie, împreună cu unul sau mai multe transformatoare de conversie, bobine de reactanță, echipamente de reglaj al unității de conversie, echipamente esențiale de protecție și dispozitive de comutare și dispozitivele auxiliare, dacă este cazul, utilizate la conversie.

Secțiunea 2

Aplicarea la unitățile generatoare existente, în cazul locurilor de consum existente racordate la rețeaua electrică de transport, al instalațiilor de distribuție existente racordate la rețeaua electrică de transport, al rețelelor electrice de distribuție existente și al unităților consumatoare existente utilizate pentru a furniza servicii de consum comandabil, la sistemele HVDC existente și la modulele MGCCC existente

4. În sensul prezentului Cod, o unitate generatoare, un loc de consum racordat la rețeaua electrică de transport, o instalație de distribuție racordată la rețeaua electrică de transport, o rețea electrică de distribuție sau o unitate consumatoare care este sau poate fi utilizată de un loc de consum sau de un sistem de distribuție închis pentru a furniza servicii de consum comandabil unui operator de sistem relevant sau unui OST, un sistem HVDC sau un modul MGCCC este considerat existent atunci când:

- 1) este deja racordat la rețeaua electrică la data intrării în vigoare a prezentului Cod;
- 2) gestionarul instalației de producere, gestionarul locului de consum, OSD sau operatorul sistemului de distribuție închis, gestionarul sistemului HVDC sau al modului MGCCC a încheiat un contract definitiv și obligatoriu pentru achiziționarea echipamentelor principale de generare, respectiv pentru achiziționarea echipamentului principal al locului de consum sau a unității consumatoare, sau pentru achiziționarea echipamentelor principale ale centralei sau

HVDC, în termen de cel mult doi ani de la intrarea în vigoare a prezentului Cod. Gestionarul instalației de producere, gestionarul locului de consum, OSD sau operatorul sistemului de distribuție închis, gestionarul sistemului HVDC sau al modulului MGCCC transmite operatorului de sistem relevant și OST, în termen de 30 de luni de la intrarea în vigoare a prezentului Cod, o notificare privind încheierea contractului. Notificarea prezentată de gestionarul instalației de producere, gestionarul locului de consum, OSD sau operatorul sistemului de distribuție închis, gestionarul sistemului HVDC sau al modulului MGCCC operatorului de sistem relevant și OST, trebuie să conțină cel puțin obiectul contractului, data semnării și data intrării în vigoare, precum și specificațiile echipamentelor principale care urmează a fi construite, asamblate sau achiziționate.

La solicitarea OST sau din proprie inițiativă, Agenția este în drept să decidă dacă unitatea generatoare, locul de consum racordat la rețeaua electrică de transport, instalația de distribuție racordată la rețeaua electrică de transport, sistemul de distribuție închis sau unitatea consumatoare, sistemul HVDC sau modulul MGCCC trebuie considerat a fi nou sau existent.

5. Cu excepția pct. 388, 402, 403, 404, 405, 406, 407, 423, 424, 425 și 453 (în ceea ce privește sistemele HVDC și gestionarii modulelor MGCCC), unitățile generatoare existente, locurile de consum existente racordate la rețelele de transport, instalațiile de distribuție existente racordate la rețeaua electrică de transport, rețelele electrice de distribuție existente, unitățile consumatoare care sunt sau pot fi utilizate de un loc de consum sau de sistemul de distribuție închis pentru a furniza un serviciu de răspuns către un operator de sistem relevant sau către un OST, sistemele HVDC existente și modulele MGCCC existente nu fac obiectul cerințelor prezentului Cod, cu excepția cazului în care:

1) o unitate generatoare de tip C sau D, un loc de consum existent racordat la rețeaua electrică de transport, o instalație de distribuție existentă racordată la rețeaua electrică de transport, o rețea electrică de distribuție existentă sau o unitate consumatoare existentă din cadrul unui loc de consum la un nivel de tensiune de peste 1 000 V sau un sistem de distribuție închis racordat la un nivel de tensiune de peste 1 000 V, sistemul HVDC sau modulul MGCCC a fost modificată într-o asemenea măsură, încât contractul de racordare trebuie să fie revizuit substanțial în conformitate cu următoarea procedură:

a) gestionarii instalațiilor de producere a energiei electrice care intenționează să efectueze modernizarea unei centrale sau înlocuirea echipamentelor, având ca rezultat modificarea capacităților tehnice ale unității generatoare, gestionarii locurilor de consum, OSD sau operatorii sistemelor de distribuție închise care intenționează să efectueze modernizarea unei instalații sau înlocuirea echipamentelor, având ca rezultat modificarea capacităților tehnice ale locului de consum racordat la rețeaua electrică de transport, ale instalației de distribuție racordate la rețeaua electrică de transport, ale rețelei electrice de distribuție sau ale unității consumatoare, proprietarii sistemului HVDC sau ai modulului MGCCC, care intenționează să efectueze modernizarea unei centrale sau înlocuirea echipamentelor, având ca rezultat modificarea capacităților tehnice

ale sistemului HVDC sau ale modulului MGCCC, trebuie să notifice în prealabil operatorul de sistem relevant privind planurile de dezvoltare;

b) dacă operatorul de sistem relevant consideră că modernizarea sau înlocuirea echipamentelor este de natură să necesite un nou contract de racordare, acesta notifică Agenția Națională pentru Reglementare în Energetică (în continuare – Agenția);

c) Agenția decide dacă trebuie revizuit contractul de racordare existent sau dacă este necesară întocmirea unui nou contract de racordare, precum și care sunt cerințele aplicabile din prezentul Cod;

2) Agenția decide să supună o unitate generatoare, un loc de consum existent racordat la rețeaua electrică de transport, o instalație de distribuție existentă racordată la rețeaua electrică de transport, o rețea electrică de distribuție existentă sau o unitate consumatoare existentă, un sistem HVDC existent sau un modul MGCCC existent cerințelor din prezentul Cod, ca urmare a unei propuneri din partea OST, în conformitate cu pct. 6-8. Decizia Agenției este bazată pe criterii nediscriminatorii.

6. În urma unei consultări publice desfășurate în conformitate cu Secțiunea 5 din prezentul Titlu și pentru a lua în considerare schimbările importante și concrete ale circumstanțelor, cum ar fi evoluția cerințelor sistemului, inclusiv penetrarea surselor de energie regenerabile, dezvoltarea rețelelor electrice inteligente, producerea distribuită sau serviciile de sistem oferite de locurile de consum, OST poate propune Agenției să extindă aplicarea prezentului Cod la unitățile generatoare existente, locurile de consum existente racordate la rețeaua electrică de transport, la instalațiile de distribuție existente racordate la rețeaua electrică de transport, la rețelele electrice de distribuție existente sau la unitățile consumatoare existente utilizate de un loc de consum sau de un sistem de distribuție închis pentru a furniza servicii de consum comandabil unui operator de sistem relevant sau OST, sau la sistemele HVDC și modulele MGCCC existente.

În acest scop, se efectuează o analiză cantitativă solidă și transparentă a raportului cost-beneficiu, în conformitate cu Titlul V din prezentul Cod.

Analiza trebuie să includă cel puțin:

1) costurile, în ceea ce privește unitățile generatoare existente, locurile de consum existente racordate la rețeaua electrică de transport, la instalațiile de distribuție existente racordate la rețeaua electrică de transport, la rețelele electrice de distribuție existente sau la unitățile consumatoare existente, sau la sistemele HVDC și modulele MGCCC existente, pe care le presupune punerea în conformitate cu prezentul Cod;

2) beneficiile socio-economice care rezultă din aplicarea cerințelor prevăzute în prezentul Cod;

3) posibilitatea unor măsuri alternative prin care să se atingă performanțele necesare.

7. Înainte de a efectua analiza cantitativă cost-beneficiu menționată la pct. 6, OST:

1) efectuează o comparație calitativă preliminară a costurilor și beneficiilor;

2) obține aprobarea Agenției în acest sens.

8. În termen de șase luni de la primirea raportului și a recomandării OST în conformitate cu pct. 578, Agenția decide cu privire la extinderea aplicabilității prezentului Cod asupra unităților generatoare existente, locurilor de consum existente racordate la rețeaua electrică de transport, la instalațiile de distribuție existente racordate la rețeaua electrică de transport, la rețelele electrice de distribuție existente sau la unitățile consumatoare existente, sau la sistemele HVDC și modulele MGCCC existente. Agenția publică decizia pe pagina web oficială.

9. La etapa de elaborare a recomandărilor și raportului OST trebuie să țină seama de așteptările legitime ale gestionarilor instalațiilor de producere a energiei electrice, ale gestionarilor locurilor de consum, ale OSD ale operatorilor sistemelor de distribuție închise, ale proprietarilor sistemelor HVDC și ai modulelor MGCCC, ca parte a evaluării aplicării prezentului Cod la unitățile generatoare existente, locurile de consum existente racordate la rețeaua electrică de transport, instalațiile de distribuție existente racordate la rețeaua electrică de transport, rețelele electrice de distribuție existente sau unitățile consumatoare existente, sau la sistemele HVDC și la modulele MGCCC existente.

10. OST poate evalua la fiecare trei ani, în conformitate cu criteriile și procedurile prevăzute la pct. 6-8, aplicarea unora sau a tuturor dispozițiilor din prezentul Cod la unitățile generatoare existente, locurile de consum existente racordate la rețeaua electrică de transport, la instalațiile de distribuție existente racordate la rețeaua electrică de transport, la rețelele electrice de distribuție existente sau la unitățile consumatoare existente, sau la sistemele HVDC și modulele MGCCC existente.

Secțiunea 3

Aspecte de reglementare

11. La aplicarea prezentului Cod, Agenția și operatorii de sistem au următoarele obligații:

- 1) să aplice principiile proporționalității și nediscriminării;
- 2) să asigure transparența decizională;
- 3) să aplice principiul cheltuielilor minime și eficienței maxime;
- 4) să respecte responsabilitatea atribuită OST, în scopul asigurării securității sistemului electroenergetic;
- 5) să se consulte cu operatorii sistemelor de distribuție relevanți și să țină cont de impactul potențial asupra rețelelor electrice de distribuție;
- 6) să țină cont de standardele și specificațiile tehnice convenite la nivel național și european.

12. Cerințele cu aplicabilitate generală care urmează a fi stabilite de operatorii de sistem relevanți sau de OST în temeiul prezentului Cod trebuie aprobate de către Agenție și publicate pe pagina web oficială.

13. În termen de doi ani de la data intrării în vigoare a prezentului Cod, operatorul de sistem relevant și OST prezintă o propunere pentru cerințele cu aplicabilitate generală sau metodologia utilizată la calculul și elaborarea acestora spre aprobarea Agenției.

14. Atunci când prezentul Cod prevede că operatorul de sistem relevant, OST, gestionarul instalației de producere a energiei electrice, gestionarul locului de consum, gestionarul locului de generare, gestionarul sistemului HVDC, gestionarul modulului MGCCC, OSD sau operatorul sistemului de distribuție închis trebuie să ajungă la un acord, toate părțile menționate încearcă să facă acest lucru în termen de șase luni de la data la care o parte prezintă propunerea inițială celorlalte părți. În cazul în care nu se ajunge la un acord în acest termen, fiecare parte poate solicita Agenției să ia o decizie în termen de șase luni.

15. Agenția ia decizii privind propunerile pentru cerințe sau metodologii în termen de șase luni de la primirea lor.

16. În cazul în care operatorul de sistem relevant sau OST consideră că este necesară modificarea cerințelor sau metodologiilor prevăzute și aprobate în temeiul pct. 12, cerințele prevăzute la pct. 11-14 se aplică și modificărilor propuse. Operatorii de sistem relevanți și OST care propun modificarea iau în considerare așteptările legitime, dacă acestea există, ale gestionarilor instalațiilor de producere a energiei electrice, ale gestionarilor locurilor de consum, ale OSD și ale operatorilor sistemelor de distribuție închise, ale proprietarilor sistemelor HVDC și ai modulelor MGCCC, ale producătorilor de echipamente și ale altor părți interesate pe baza cerințelor sau metodologiilor specificate sau convenite inițial.

17. Operatorii de sistem sau OST vor examina petițiile depuse de orice parte cu privire la obligațiile care rezultă din aplicarea prezentului Cod, în termen de cel mult 30 de zile lucrătoare de la înregistrarea petiției. Termenul de examinare a petiției poate fi prelungit cu cel mult 30 de zile lucrătoare, fapt despre care este informat petiționarul.

Agenția va examina neînțelegerile dintre întreprinderile electroenergetice în legătură cu prezentul Cod în cel mult două luni de la data primirii reclamației respective. Decizia emisă de Agenție pe marginea reclamațiilor produce efecte obligatorii până la o eventuală hotărâre judecătorească contrarie, emisă ca urmare a exercitării unei căi de atac.

Secțiunea 4 Recuperarea costurilor

18. Costurile care sunt suportate de operatorii de sistem pentru care sunt reglementate tarifele pentru prestarea serviciilor de transport/distribuție a energiei electrice și care decurg din obligațiile prevăzute în prezentul Cod se evaluează de către Agenție. Costurile evaluate ca fiind necesare și justificate se recuperează prin tariful de prestare a serviciului de transport sau de distribuție sau prin alte modalități.

19. La cererea Agenției, operatorii de sistem menționați la pct. 18 prezintă, în termen de trei luni de la data depunerii cererii, informațiile necesare pentru a facilita evaluarea costurilor suportate.

Secțiunea 5 Consultările publice

20. Operatorii de sistem relevanți și OST se consultă cu părțile interesate, inclusiv cu organul central de specialitate al administrației publice în domeniul energiei, în următoarele cazuri:

- 1) în privința propunerilor de a extinde aplicarea prezentului Cod la instalațiile de producere a energiei electrice existente, la locurile de consum existente racordate la rețeaua electrică de transport, la instalațiile de distribuție existente racordate la rețeaua electrică de transport, la rețelele electrice de distribuție existente și la unitățile consumatoare existente, sau la sistemele HVDC existente și la modulele MGCCC existente, în conformitate cu pct. 6;
- 2) pentru propunerile privind nivelele limită de capacitate, în conformitate cu pct. 31;
- 3) a raportului elaborat în conformitate cu pct. 577 și a analizei cost-beneficiu elaborată în conformitate cu Capitolul II, Titlul V;
- 4) cerințele pentru unitățile consumatoare, specificate în conformitate cu pct. 267, subpunctele 3), 5), 6), 11) și 12) și cu pct. 270 subpunctele 3)-5).

21. Operatorii de sistem relevanți și OST țin seama în mod corespunzător de opiniile părților interesate care rezultă în urma consultărilor, înainte de prezentarea proiectului, raportului, a analizei cost-beneficiu, sau a cerințele pentru unitățile consumatoare spre aprobarea Agenției. În orice situație, trebuie să se elaboreze o justificare solidă a includerii sau a neincluserii opiniilor părților interesate, care să fie publicată în timp util, înainte de, sau simultan cu publicarea proiectului, raportului, a analizei cost-beneficiu, sau a cerințelor pentru unitățile consumatoare.

Secțiunea 6

Obligații în materie de confidențialitate

22. Orice informații confidențiale primite, schimbate sau transmise în temeiul prezentului Cod fac obiectul condițiilor de respectare a secretului profesional prevăzute în pct. 23-25.

23. Obligația secretului profesional se aplică oricăror persoane care intră sub incidența prezentului Cod.

24. Informațiile confidențiale primite de persoanele menționate la pct. 23 în timpul exercitării atribuțiilor lor nu pot fi divulgate nici unei alte persoane sau autorități, cu excepția cazurilor în care divulgarea informațiilor confidențiale este stabilită prin lege sau dispoziții ale prezentului Cod.

25. Persoanele care primesc informații confidențiale în temeiul prezentului Cod, le pot utiliza numai în scopul exercitării funcțiilor lor în temeiul prezentului Cod.

Titlul II

CERINȚELE PENTRU RACORDAREA LA REȚEAUA ELECTRICĂ A INSTALAȚIILOR DE GENERARE

Capitolul I

PREVEDERI GENERALE

Secțiunea 1

Cerințe generale

26. Titlul II al prezentului Cod stabilește cerințele pentru racordarea la rețeaua electrică a instalațiilor de producere a energiei electrice, respectiv a grupurilor generatoare sincrone, a modulelor generatoare ce alcătuiesc o centrală, în sistemul interconectat, precum și obligații pentru asigurarea faptului că operatorii de sistem utilizează adecvat capacitățile instalațiilor de producere a energiei electrice, într-un mod transparent și nediscriminatoriu.

27. Cerințele de racordare stabilite în prezentul Cod se aplică unităților generatoare noi care sunt considerate ca fiind semnificative în conformitate cu Secțiunea 2, Capitolul I, Titlul II, cu excepția cazului în care se prevede altfel.

Operatorul de sistem relevant refuză să permită racordarea unităților generatoare care nu respectă cerințele prevăzute în acest Titlu și care nu sunt acoperite de o derogare acordată de către Agenție în temeiul pct. 582. Operatorul de sistem relevant comunică refuzul privind racordarea la rețea gestionarului instalației de producere a energiei electrice și Agenției printr-o adresare temeinic motivată.

28. Prezentul Cod nu se aplică:

- 1) unităților generatoare de înlocuire, care, în condițiile de funcționare normală a sistemului electroenergetic, sunt acționate să funcționeze în paralel cu sistemul mai puțin de cinci minute într-o lună calendaristică. Funcționarea în paralel cu sistemul electroenergetic în timpul probelor de întreținere sau punere în funcțiune a respectivei unități generatoare nu se contorizează pentru limita de cinci minute într-o lună;
- 2) unităților generatoare care nu au un punct de racordare permanent și sunt utilizate temporar de operatorii de sistem, atunci când capacitatea normală a sistemului electroenergetic este parțial sau complet indisponibilă;
- 3) dispozitivelor de stocare, cu excepția unităților generatoare cu acumulare prin pompare.

Secțiunea 2

Stabilirea importanței

29. Unitățile generatoare trebuie să corespundă cerințelor în funcție de nivelul de tensiune din punctul lor de racordare și a capacității lor maxime, conform categoriilor stabilite în pct. 30.

30. Unitățile generatoare din următoarele categorii sunt considerate ca fiind semnificative:

- 1) punct de racordare sub 110 kV și capacitate maximă de 0,5 kW sau mai mare - tip A;
- 2) punct de racordare sub 110 kV și capacitate maximă egală sau mai mare decât un nivel de capacitate propus de OST în conformitate cu procedura prevăzută în pct. 31 - tip B. Acest nivel de capacitate nu poate depăși limitele pentru unitățile generatoare de tip B prevăzute în tabelul 1;

- 3) punct de racordare sub 110 kV și capacitate maximă egală sau mai mare decât un nivel limită de capacitate prevăzut de OST în conformitate cu pct. 31 - tip C. Acest nivel limită de capacitate nu poate depăși limitele pentru unitățile generatoare de tip C prevăzute în tabelul 1;
- 4) punct de racordare la 110 kV sau mai mult tip D. O unitate generatoare se încadrează la tipul D și în cazul în care are punctul de racordare sub 110 kV și o capacitate maximă mai mare sau egală cu un nivel limită de capacitate prevăzut în conformitate cu pct. 31. Acest nivel limită de capacitate nu poate depăși limitele pentru unitățile generatoare de tip D prevăzute în tabelul 1.

Tabelul 1 Nivelele limită de capacitate pentru unitățile generatoare de tip B, C și D

Limita pragului de capacitate maximă de la care o unitate generatoare este de tip B	Limita pragului de capacitate maximă de la care o unitate generatoare este de tip C	Limita pragului de capacitate maximă de la care o unitate generatoare este de tip D
0,5 MW	10 MW	15 MW

31. Propunerile pentru nivelele limită de capacitate aplicabile unităților generatoare de tip B, C și D sunt supuse aprobării de către Agenție. La formularea propunerilor, OST coordonează valorile cu OST și OSD adiacenți și organizează o consultare publică în conformitate cu Secțiunea 5 din Titlul I. OST poate formula o propunere de modificare a limitelor doar după trei ani de la propunerea anterioară.

32. Gestionarii instalațiilor de producere a energiei electrice și operatorii de sistem contribuie la acest proces și prezintă datele solicitate de către OST.

33. În cazul în care, ca urmare a modificării limitelor, o unitate generatoare se încadrează într-un tip diferit, procedura prevăzută în pct. 6 privind unitățile generatoare existente se aplică înainte de a solicita conformitatea cu cerințele pentru noul tip.

Secțiunea 3

Aplicarea pentru unitățile generatoare, unitățile generatoare cu acumulare prin pompare, centralele termoelectrice și platformele industriale

34. Unitățile generatoare cu acumulare prin pompare trebuie să corespundă tuturor cerințelor relevante, atât pentru regimul de funcționare de generare, cât și pentru cel de pompare. Funcționarea în regim de compensator sincron a unităților generatoare cu acumulare prin pompare nu trebuie să fie limitată în timp de proiectele tehnice ale unităților generatoare. Unitățile generatoare cu acumulare prin pompare cu variator de viteză trebuie să îndeplinească atât cerințele aplicabile grupurilor generatoare sincrone, cât și pe cele prevăzute la pct. 69, subpunct 2) dacă se încadrează în tipul B, C sau D.

35. În ceea ce privește unitățile generatoare racordate la rețelele platformelor industriale, gestionarii instalațiilor de producere a energiei electrice, operatorii platformelor industriale și OST a cărui rețea electrică este conectată la rețeaua unei platforme industriale au dreptul de a conveni asupra condițiilor de deconectare a

acestor unități generatoare, precum și a unităților de consum critice, care să asigure procesele de producere în rețeaua operatorului de sistem relevant. Exercițarea acestui drept trebuie să fie convenită cu OST.

36. Cu excepția cerințelor din pct. 39 și 41, cerințele din prezentul Titlu referitoare la capacitatea de a menține constantă producția de putere activă sau de a o modifica nu se aplică unităților generatoare, unităților de cogenerare integrate în rețelele platformelor industriale, în cazul în care sunt îndeplinite toate criteriile următoare:

- 1) scopul principal al respectivelor instalații este de a produce căldură pentru procesele de producție ale platformei industriale respective;
- 2) producerea de energie termică este inseparabil legată de producerea de energie electrică, și anume orice schimbare a producției de energie termică determină involuntar modificarea producției de putere activă și viceversa;
- 3) unitățile generatoare sunt de tipul A, B sau C.

37. Unitățile de cogenerare se evaluează pe baza capacității maxime de producere a energiei electrice.

Capitolul II

CERINȚE FAȚĂ DE INSTALAȚIILE DE PRODUCERE

Secțiunea 1

Cerințe generale

Subsecțiunea 1

Cerințe generale pentru unitățile generatoare de tip A

38. Unitățile generatoare de tip A trebuie să satisfacă următoarele cerințe în ceea ce privește stabilitatea de frecvență:

- 1) În ceea ce privește domeniile de frecvență:
 - a) unitatea generatoare trebuie să rămână conectată la rețeaua electrică și să funcționeze în domeniile de frecvență și perioadele de timp specificate în tabelul 2;
 - b) operatorul de sistem relevant, în cooperare cu OST, și gestionarul instalației de producere a energiei electrice pot conveni asupra unor domenii de frecvențe mai extinse, asupra unor perioade minime de funcționare mai mari sau asupra unor cerințe specifice pentru abaterile combinate de frecvență și tensiune pentru a garanta o utilizare optimă a capacităților tehnice ale unității generatoare, în cazul în care acest lucru este necesar pentru a menține sau a restabili siguranța în funcționare a sistemului;
 - c) gestionarul instalației de producere a energiei electrice nu va împiedica în mod nerezonabil aplicarea unui domeniu de frecvențe mai extins sau a unor perioade minime de funcționare mai mari, ținând cont de fezabilitatea economică și tehnică a acestora.

2) În ceea ce privește capacitatea de a suporta viteze de variație a frecvenței, o unitate generatoare trebuie să rămână conectată la rețeaua electrică și să funcționeze la o viteză de variație a frecvenței având o valoare maximă prevăzută de către OST, cu excepția cazului în care declanșarea s-a datorat acționării protecției la viteza de variație a frecvenței determinată de dispariția tensiunii rețelei. Operatorul de sistem

relevant, în cooperare cu OST, stabilește reglajul protecției la viteza de variație a frecvenței determinată de dispariția tensiunii rețelei.

Tabelul 2 Perioadele minime în care o unitate generatoare trebuie să fie capabilă să funcționeze la frecvențe diferite, care se abat de la o valoare nominală, fără deconectare de la rețea

Domeniul de frecvențe	Perioadă de funcționare
47,5 Hz-48,5 Hz	Se va specifica de către OST, dar nu mai mică de 30 de minute
48,5 Hz-49,0 Hz	Se va specifica de către OST, dar nu mai mică de perioada pentru 47,5 Hz-48,5 Hz
49,0 Hz-51,0 Hz	Nelimitată
51,0 Hz-51,5 Hz	Se va specifica de către OST, dar nu mai mică de 30 de minute

39. În ceea ce privește răspunsul limitat la abaterile de frecvență – creșteri de frecvență (RFA-CR), se aplică următoarele dispoziții determinate de OST pentru aria sa de control în coordonare cu OST din zona sa sincronă pentru a asigura un impact minim asupra zonelor vecine:

1) unitatea generatoare trebuie să poată activa cantitatea de putere activă corespunzătoare variației de frecvență în conformitate cu figura 1, la un prag al frecvenței și la stadiul setat la valoarea stabilită de OST;

2) în locul capacității menționate la subpunctul 1), OST poate alege să permită, în propria zonă de reglaj, deconectarea și reconectarea automată a unităților generatoare de tipul A la alte valori de frecvență, în mod ideal distribuite uniform, deasupra unui prag de frecvență stabilit de OST, la care poate demonstra Agenției și gestionarilor de instalații de producere, că acest lucru are un impact transfrontalier limitat și menține același nivel de siguranță în operare în toate statele care fac parte din sistem;

3) pragul de frecvență este cuprins între 50,2 Hz și 50,5 Hz, inclusiv;

4) valoarea stadiului setat se situează între 2 % și 12 %;

5) unitatea generatoare trebuie să fie capabilă să activeze puterea activă corespunzătoare variației de frecvență cu o întârziere inițială cât mai mică. În cazul în care această întârziere este mai mare de două secunde, gestionarul instalației de producere a energiei electrice justifică această întârziere, prezentând dovezi de ordin tehnic către OST;

6) OST poate solicita ca la atingerea nivelului minim de reglaj, unitatea generatoare să fie capabilă:

a) să funcționeze în continuare la acest nivel;

b) să reducă în continuare producția de putere activă;

7) unitatea generatoare trebuie să fie stabilă în timpul funcționării RFA-CR. Când RFA-CR este activ, consemnul RFA-CR va prevala asupra oricăror alte referințe ale puterii active.

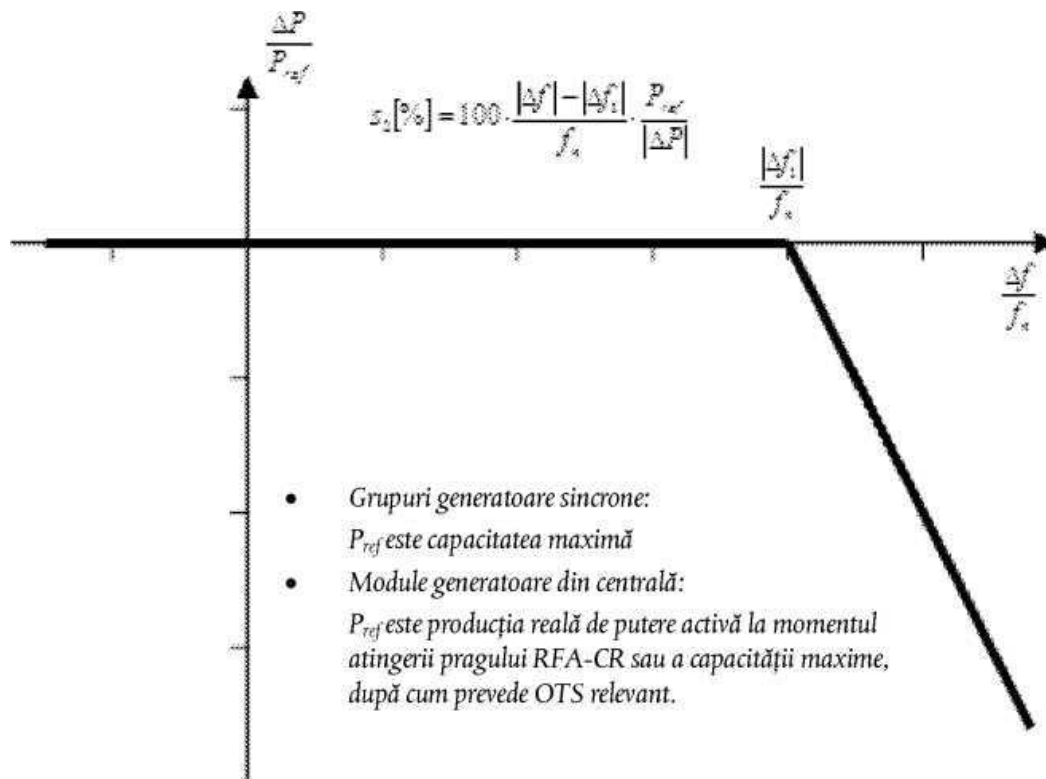


Figura 1. Capacitatea de răspuns în putere activă la abaterile de frecvență pentru unitățile generatoare în modul RFA-CR

unde P_{ref} este referința de putere activă la care se referă ΔP și poate fi stabilită diferit pentru grupurile generatoare sincrone și pentru elementele generatoare din centrală;

ΔP - variația puterii active produse de unitatea generatoare;

f_n - frecvența nominală (50 Hz) în rețea;

Δf - abaterea frecvenței în rețea;

S_2 – reprezintă stadiul conform căruia unitatea generatoare trebuie să scadă puterea activă în cazul creșterilor de frecvență, unde Δf este mai mare ca Δf_1 .

40. Unitatea generatoare trebuie să poată menține constantă valoarea puterii active mobilizate indiferent de variațiile de frecvență, cu excepția cazului în care generarea urmează modificările stabilite în contextul pct. 39 și 41, precum și pct. 51, sbp. 3) și 4), după caz.

41. OST stabilește reducerea de putere activă admisibilă de la puterea maximă produsă, pentru care frecvența din zona sa de control ca rată de reducere se încadrează în limite, după cum se ilustrează prin liniile îngroșate din figura 2:

1) sub 49 Hz, scăzând cu o rată de reducere a puterii active de 2 % din capacitatea maximă la 50 Hz la o scădere de frecvență de 1 Hz;

2) sub 49,5 Hz, scăzând cu o rată de reducere a puterii active de 10 % din capacitatea maximă la 50 Hz la o scădere de frecvență de 1 Hz.

42. Reducerea de putere activă admisibilă față de puterea maximă generată trebuie:

- 1) să stabilească în mod clar condițiile de mediu aplicabile;
- 2) să ia în considerare capacitatea tehnică a unităților generatoare.

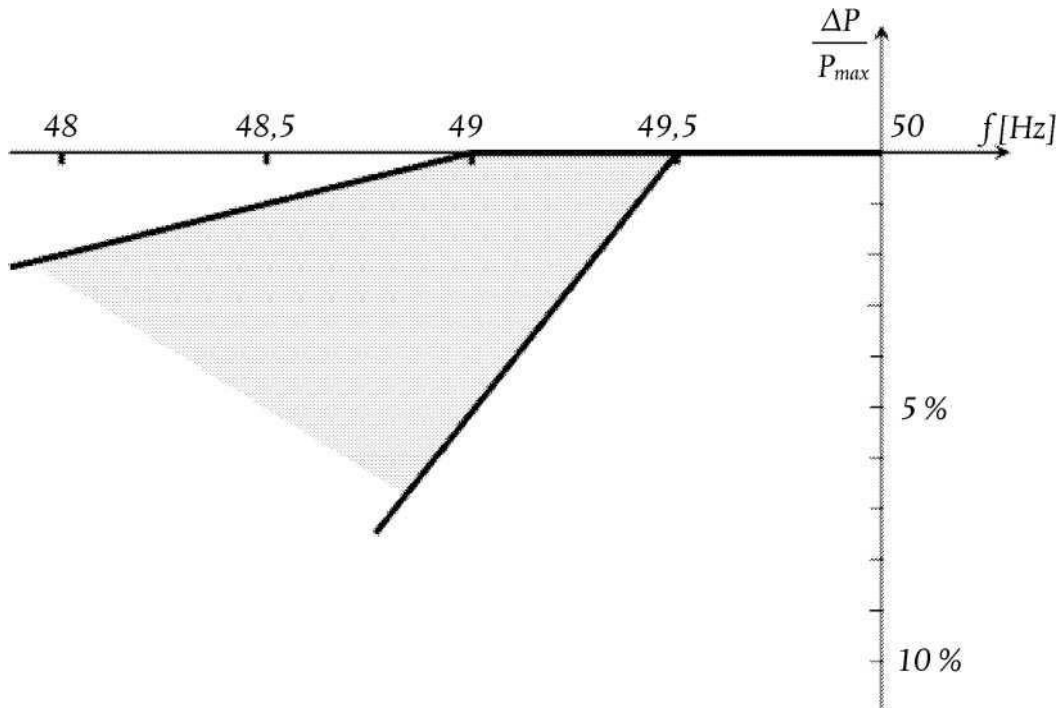


Figura 2. Capacitatea maximă de reducere a puterii active în cazul scăderii frecvenței

Diagrama reprezintă limitele în care capabilitatea poate fi stabilită de către OST.

43. Unitatea generatoare trebuie prevăzută cu o interfață logică (port de intrare) în scopul de a întrerupe evacuarea puterii active într-un timp de maximum cinci secunde de la primirea dispoziției recepționate la nivelul portului. OST are dreptul să stabilească cerințele pentru echipamente pentru ca această dispoziție să fie comandată de la distanță.

44. OST stabilește condițiile în care o unitate generatoare este capabilă să se conecteze automat la rețeaua electrică. Aceste condiții includ:

- 1) domeniile de frecvență în care este admisă conectarea automată și timpul de întârziere asociat;
- 2) panta maximă admisă de creștere a puterii active.

Conectarea se poate face automat, cu excepția cazului în care se stabilește altfel de către operatorul de sistem relevant în coordonare cu OST.

Subsecțiunea 2

Cerințe generale pentru unitățile generatoare de tip B

45. Unitățile generatoare de tip B trebuie să corespundă cerințelor prevăzute la Subsecțiunea 1 din prezenta Secțiune, cu excepția pct. 39, sbp. 2).

46. Unitățile generatoare de B trebuie să satisfacă următoarele cerințe în ceea ce privește stabilitatea de frecvență:

1) pentru a regla puterea activă produsă, unitatea generatoare este echipată cu o interfață (port de intrare) care să permită reducerea puterii active ca urmare a unei dispoziții de la nivelul portului de intrare;

2) operatorul de sistem relevant are dreptul de a stabili cerințele pentru echipamente suplimentare care să permită reglajul de la distanță al puterii active.

47. Unitățile generatoare de tip B trebuie să satisfacă următoarele cerințe de stabilitate în funcționare:

1) în ceea ce privește capacitatea de trecere peste defect a unităților generatoare:

a) fiecare operator de sistem relevant stabilește o dependență tensiune-timp în conformitate cu figura 3, în punctul de racordare pentru condiții de defect, care descrie condițiile în care unitatea generatoare este capabilă să rămână conectată la rețea, continuând să funcționeze în mod stabil după ce sistemul energetic a trecut printr-un defect remediat la nivelul rețelei de transport;

b) diagrama de evoluție a tensiunii în timp exprimă o limită inferioară a evoluției tensiunii de linie a rețelei în punctul de racordare în timpul unui defect simetric, ca funcție de timp înainte, în timpul defectului și după defect;

c) limita inferioară menționată la pct. 47, sbp. 1) lit. b) este stabilită de către fiecare operator de sistem relevant cu ajutorul parametrilor specificați în figura 3 și în limitele specificate în tabelele 3.1 și 3.2;

d) fiecare operator de sistem relevant stabilește și face publice condițiile ante- și post-defect pentru capacitatea de trecere peste defect în ceea ce privește:

— calculul capacității minime de scurtcircuit ante-defect la punctul de racordare;

— punctul de funcționare al modulului generator din centrală ca putere activă și reactivă ante-defect în punctul de racordare și tensiunea în punctul de racordare;

— calculul capacității minime de scurtcircuit post-defect la punctul de racordare;

e) la solicitarea unui gestionar de instalație de producere a energiei electrice, operatorul de sistem relevant furnizează condițiile ante- și post-defect, care se iau în considerare pentru capacitatea de trecere peste defect, ca rezultat al calculelor din punctul de racordare, așa cum se prevede la litera d) privind:

— capacitatea minimă de scurtcircuit ante-defect la fiecare punct de racordare, exprimată în MVA;

— punctul de funcționare ante-defect al unității generatoare, exprimat în putere activă și putere reactivă în punctul de racordare și tensiune în punctul de racordare;

— capacitate minimă de scurtcircuit post-defect la fiecare punct de racordare, exprimată în MVA.

În mod alternativ, operatorul de sistem relevant poate furniza valori relevante derivate din cazuri tipice.

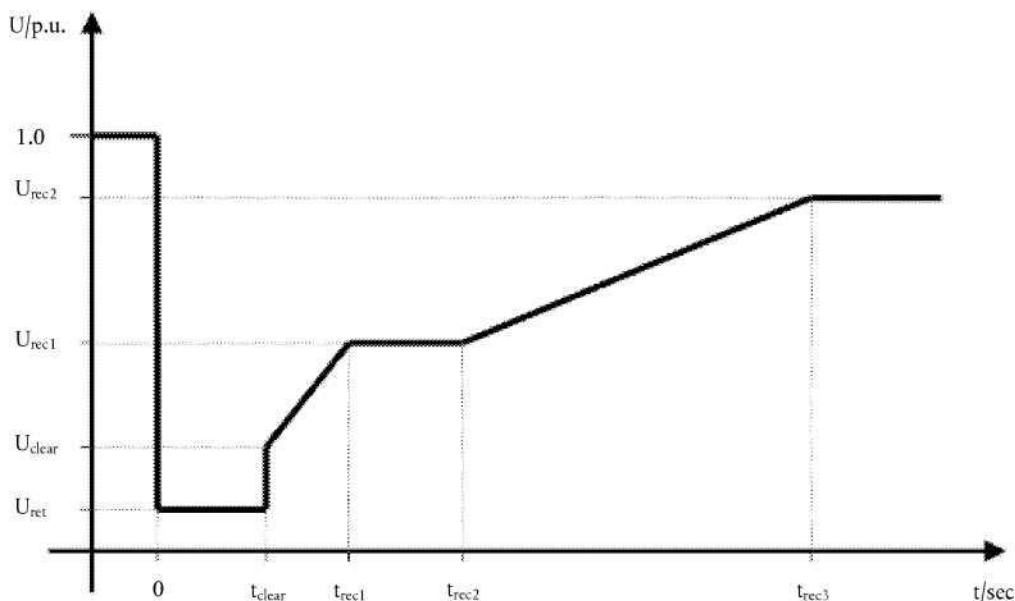


Figura 3. Diagrama de capacitate privind trecerea peste defect al unei unități generatoare

Diagrama reprezintă limita inferioară a graficului de evoluție a tensiunii în timp în punctul de racordare, 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 la punctul de racordare în timpul unui defect, t_{clear} este momentul în care defectul a fost eliminat. U_{rec1} , U_{rec2} , t_{rec1} , t_{rec2} și t_{rec3} specifică anumite puncte ale limitelor inferioare ale tensiunii reziduale după eliminarea defectului.

Tabelul 3.1. Parametrii pentru figura 3 referitori la capacitatea de trecere peste defect a unităților generatoare

Parametrii tensiunii [pu]		Parametrii de timp [secunde]	
U_{ret} :	0,05-0,3	t_{clear} :	0,14-0,15 (sau 0,14-0,25 dacă protecțiile de sistem și siguranța în funcționare impun acest lucru)
U_{clear} :	0,7-0,9	t_{rec1} :	t_{clear}
U_{rec1} :	U_{clear}	t_{rec2} :	$t_{rec1}-0,7$
U_{rec2} :	0,85-0,9 și $\geq U_{clear}$	t_{rec3} :	$t_{rec2}-1,5$

Tabelul 3.2. Parametrii pentru figura 3 privind capacitatea de trecere peste defect la modulele generatoare din centrală

Parametrii tensiunii [pu]		Parametrii de timp [secunde]	
U_{ret} :	0,05-0,15	t_{clear} :	0,14-0,15 (sau 0,14-0,25 dacă protecțiile de sistem și siguranța în funcționare impun acest lucru)
U_{clear} :	$U_{ret}-0,15$	t_{rec1} :	t_{clear}

U_{rec1} :	U_{clear}	t_{rec2} :	t_{rec1}
U_{rec2} :	0,85	t_{rec3} :	1,5-3,0

f) unitatea generatoare trebuie să rămână conectată la rețeaua electrică și să continue să funcționeze stabil în cazul în care variația reală a tensiunii de linie a rețelei electrice în punctul de racordare, pe durata unui defect simetric, având în vedere condițiile ante- și post-defect din pct. 47, sbp. 1), lit. d) și e), depășește limita inferioară prevăzută la pct. 47, sbp. 1), lit. b), cu excepția cazului în care schemele de protecție împotriva defectelor electrice interne necesită deconectarea de la rețeaua electrică a unității generatoare. Schemele și setările sistemelor de protecție împotriva defectelor electrice interne nu trebuie să periclitizeze performanța capacității de trecere peste defect;

g) fără a aduce atingere pct. 47, sbp. 1), lit. f), protecția la tensiune minimă (fie capacitatea de trecere peste defect, fie tensiunea minimă definită la punctul de racordare se stabilește de către gestionarul instalației de producere a energiei electrice în conformitate cu cea mai mare capacitate a unității generatoare, cu excepția cazului în care operatorul de sistem relevant solicită un domeniu mai restrâns, în conformitate cu pct. 49, sbp. 2). Setările sunt justificate de gestionarul instalației de producere a energiei electrice în conformitate cu principiul descris.

2) În cazul defectelor asimetrice, capacitățile de trecere peste defect se stabilesc de către fiecare operator de sistem relevant în parte.

48. Unitățile generatoare de tip B trebuie să satisfacă următoarele cerințe în ceea ce privește restaurarea sistemului:

1) operatorul de sistem relevant definește condițiile în care o unitate generatoare este capabilă să se reconecteze la rețeaua electrică după o deconectare accidentală cauzată de un deranjament în rețeaua electrică;

2) instalarea sistemelor automate de reconectare este supusă unei avizări prealabile de către operatorul de sistem relevant și condițiilor de reconectare specificate de către OST.

49. Unitățile generatoare de tip B trebuie să respecte următoarele condițiile generale de operare ale sistemului electroenergetic:

1) în ceea ce privește schemele de control și automatizare cu setările aferente:

a) schemele de control și automatizare și setările dispozitivelor de control ale unității generatoare, care sunt necesare stabilității rețelei de transport și pentru luarea unor măsuri de urgență, trebuie să fie coordonate și aprobate de către OST, de către operatorul de sistem relevant și de către gestionarul instalației de producere a energiei electrice;

b) orice modificări ale schemelor de control și automatizare și a setărilor aferente, menționate la lit. a), ale diverselor dispozitive de control ale unității generatoare trebuie să fie coordonate și convenite între OST, operatorul de sistem relevant și gestionarul instalației de producere a energiei electrice, în special în cazul în care acestea se aplică în situațiile prevăzute la pct. 49, sbp. 1), lit. a);

2) în ceea ce privește schemele de protecție electrică și setările aferente:

a) operatorul de sistem relevant definește schemele de control și automatizare și setările necesare în vederea protejării rețelei electrice, ținând cont de caracteristicile unității generatoare. Sistemele de protecție necesare pentru unitatea generatoare și pentru rețeaua electrică, precum și setările relevante pentru unitatea generatoare trebuie să fie coordonate și agreate de către operatorul de sistem relevant și gestionarul instalației de generare a energiei electrice. Sistemele de protecție și setările pentru defecțiunile electrice interne nu trebuie să pericliteze performanța unei unități generatoare, în conformitate cu cerințele stabilite în prezentul Cod;

b) protecția electrică a unității generatoare are întâietate față de dispozițiile de dispecer, ținând seama de siguranța în funcționare a sistemului, de sănătatea și protecția personalului și a publicului cât și de atenuarea oricărei avarii survenite la unitatea generatoare;

c) sistemele de protecție pot să acopere următoarele aspecte:

- scurtcircuite interne și externe;
- sarcină asimetrică (secvență de fază negativă);
- suprasarcină statorică sau rotorică;
- supra-/subexcitație;
- tensiunea minimă sau maximă în punctul de racordare;
- tensiunea minimă sau maximă la bornele generatorului;
- oscilații interzonale;
- curentul de pornire;
- funcționarea asincronă (mers asincron);
- protecție împotriva torsiunilor inadmisibile ale arborelui (de exemplu, rezonanța subsincronă);
- protecția liniei de evacuare a unității generatoare;
- protecția transformatorului de evacuare a unității generatoare;
- protecția de rezervă a generatorului și a celulei de racord;
- protecție împotriva saturării miezului magnetic (U/f);
- protecția la putere inversă;
- viteza de variație a frecvenței;
- tensiunea de deplasare a neutrilor;

d) modificările schemelor de protecție necesare pentru unitatea generatoare și rețea și ale setărilor relevante pentru elementele de generare se convin între operatorul de sistem și gestionarul instalației de producere a energiei electrice și trebuie coordonate înainte de efectuarea oricărei modificări;

3) gestionarul instalației de producere a energiei electrice își organizează dispozitivele de protecție și control în conformitate cu următoarea ierarhie a priorităților (de la cea mai mare la cea mai mică):

- a) protecția rețelei electrice și a unității generatoare;
- b) inerția artificială, dacă este cazul;
- c) reglajul de frecvență (în cadrul reglajului puterii active);
- d) restricții de putere;
- e) limitarea rampelor de putere;

4) referitor la schimbul de informații:

a) instalațiile de producere a energiei electrice trebuie să fie capabile să schimbe informații în timp real sau periodic cu marcarea timpului cu operatorul de sistem relevant sau OST, conform dispozițiilor emise de operatorul de sistem relevant sau de OST;

b) operatorul de sistem relevant, în coordonare cu OST, stabilește conținutul schimburilor de informații, inclusiv o listă exactă a datelor care trebuie furnizate de către instalația de producere a energiei electrice.

Subsecțiunea 3

Cerințe generale pentru unitățile generatoare de tip C

50. Unitățile generatoare de tip C trebuie să corespundă cerințelor prevăzute de Subsecțiunile 1 și 2, Secțiunea 1, Capitolul II, Titlul II, cu excepția pct. 39, sbp. 2), a pct. 43 și a pct. 46.

51. Unitățile generatoare de tip C trebuie să respecte următoarele cerințe în ceea ce privește stabilitatea de frecvență:

1) în ceea ce privește reglajul puterii active și domeniul de reglaj, sistemul de reglaj al unității generatoare trebuie să permită modificarea referinței de putere activă în conformitate cu dispozițiile date gestionarului instalației de producere a energiei electrice de către operatorul de sistem relevant sau OST. Operatorul de sistem relevant sau OST stabilește timpul de atingere a referinței de putere activă. OST definește o toleranță (dată de disponibilitatea primei mișcări a motorului primar) care se aplică noii referințe și timpului în care aceasta va fi atinsă;

2) în cazurile în care echipamentele automate de reglaj la distanță sunt indisponibile, se permite luarea de măsuri manuale la nivel local. Operatorul de sistem relevant sau OST notifică Agenția cu privire la timpul de atingere a referinței de putere activă solicitat și la toleranța pentru realizarea referinței de putere activă;

3) În plus față de pct. 39, se aplică următoarele cerințe unităților generatoare de tip C cu privire la răspunsul la abaterile de frecvență limitat la scăderea frecvenței (RFA-SF):

a) unitatea generatoare trebuie să poată mobiliza puterea activă ca răspuns la abaterea de frecvență la un prag de frecvență și cu un statism stabilite de OST în coordonare cu OST din aceeași zonă sincronă după cum urmează:

— pragul de frecvență stabilit de OST trebuie să fie cuprins între 49,8 Hz și 49,5 Hz, inclusiv;

— valorile statismului stabilite de către OST trebuie să se situeze în intervalul 2-12 %.

Acest lucru este reprezentat grafic în figura 4;

b) furnizarea efectivă a puterii active ca răspuns la abaterea de frecvență în modul RFA-SC trebuie să ia în considerație următoarele elemente:

— condițiile ambientale din momentul solicitării răspunsului;

— condițiile de funcționare a unității generatoare, în special limitările privind funcționarea în apropierea capacității maxime în cazul unei frecvențe scăzute și impactul condițiilor externe de funcționare în conformitate cu pct. 41 și 42;

- disponibilitatea surselor de energie primară;
- c) activarea răspunsului în putere activă la abaterea de frecvență de către unitatea generatoare nu va fi întârziată în mod nejustificat. În cazul în care această întârziere este mai mare de două secunde, gestionarul instalației de producție a energiei electrice trebuie să justifice această întârziere în fața operatorului de sistem relevant;
- d) în modul RFA-SC, unitatea generatoare trebuie să aibă capacitatea de a furniza o creștere de putere până la capacitatea sa maximă;
- e) trebuie asigurată funcționarea stabilă a unității generatoare în timpul funcționării în modul RFA-SC.

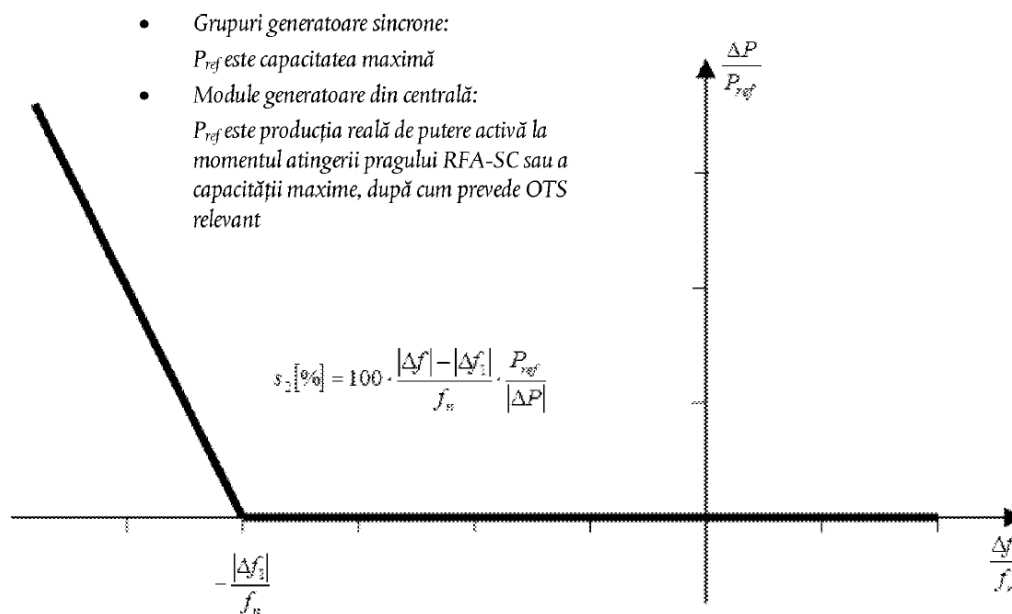


Figura 4 Capacitatea de răspuns frecvență/putere activă a unităților generatoare în RFA-SC

unde P_{ref} este referința de putere activă la care se referă ΔP și poate fi stabilită diferit pentru grupurile generatoare sincrone și pentru elementele generatoare din centrală;

ΔP - variația puterii active produse de unitatea generatoare;

f_n - frecvența nominală (50 Hz) în rețea;

Δf - abaterea frecvenței în rețea;

S_2 – stadiul conform căruia unitatea generatoare trebuie să crească puterea activă în cazul scăderilor de frecvență, unde Δf este mai mic decât Δf_1 .

4) în plus față de pct. 51, sbp. 3), se aplică următoarele condiții în mod cumulativ atunci când este activ reglajul de frecvență (RFA):

a) unitatea generatoare trebuie să poată furniza un răspuns frecvență/putere activă, în conformitate cu parametri stabiliți de către fiecare operator de sistem relevant în intervalele menționate în tabelul 4. La stabilirea acelor parametri, operatorul de sistem relevant ia în considerare următoarele elemente:

— în cazul creșterii frecvenței, răspunsul în putere activă la abaterea de frecvență este limitată la nivelul minim de reglare a puterii active;

- în cazul scăderii frecvenței, răspunsul în putere activă la abaterea de frecvență este limitat de capacitatea maximă;
- furnizarea efectivă a răspunsului în putere activă la abaterea de frecvență depinde de condițiile externe și de funcționare a unității generatoare în momentul mobilizării puterii active, în special de limitările date de funcționarea în apropierea capacității maxime la scăderea frecvenței în conformitate cu pct. 41 și 42 și de disponibilitatea sursei de energie primară.

Tabelul 4 Parametri pentru răspunsul în putere activă la abaterea de frecvență (explicație pentru figura 5)

Parametri	Intervale	
Variația puterii active raportată la capacitatea maximă $\frac{ \Delta P_1 }{P_{\max}}$	1,5-10 %	
Zona de insensibilitate pentru răspunsul la abaterea de frecvență	$ \Delta f_i $	10-30 mHz
	$\frac{ \Delta f_i }{f_n}$	0,02-0,06 %
Bandă moartă pentru răspunsul la abaterea de frecvență	0-500 mHz	
Statism S_I	2-12 %	

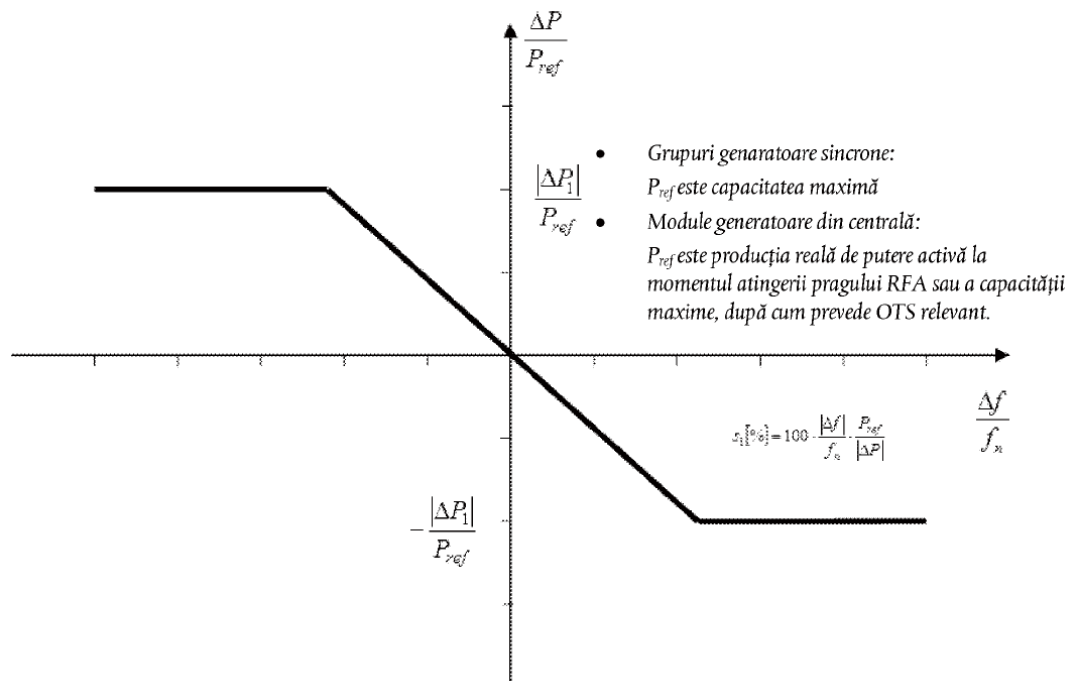


Figura 5 Capacitatea de răspuns la abaterile de frecvență a unităților generatoare în RFA care ilustrează cazul în care zona de insensibilitate și bandă moartă sunt zero

unde P_{ref} este referința de putere activă care determină variația de putere activă ΔP ;

ΔP - variația puterii active produse de unitatea generatoare;
 f_n - frecvența nominală (50 Hz) în rețea;
 Δf - abaterea frecvenței în rețea.

- b) banda moartă în frecvență în cazul abaterilor de frecvență și statismul trebuie să poată fi modificate în mod repetat;
- c) în cazul variației în treaptă a frecvenței, unitatea generatoare trebuie să fie capabilă să activeze integral puterea activă necesară ca răspuns la abaterea de frecvență, la sau peste linia îngroșată din figura 6, în conformitate cu parametrii specificați de către fiecare operator de sistem relevant (în scopul evitării oscilațiilor de putere la unitățile generatoare), în domeniul prezentat în tabelul 5. Alegerea de către operatorul de sistem relevant a valorilor parametrilor specificați trebuie să țină seama de posibilele limitări de ordin tehnologic;
- d) activarea inițială a puterii active ca răspuns la abaterile de frecvență nu va fi întârziată în mod nejustificat. În cazul în care întârzierea la activarea inițială este mai mare de două secunde, gestionarul instalației de producere a energiei electrice furnizează dovezi tehnice care să demonstreze motivele pentru care este necesară o perioadă mai lungă de timp. Pentru unitățile generatoare fără inerție, operatorul de sistem relevant poate specifica o perioadă mai scurtă decât două secunde. În cazul în care gestionarul instalației de producere a energiei electrice nu poate îndeplini această cerință, el furnizează dovezi tehnice care să demonstreze motivele pentru care este necesară o perioadă mai lungă de timp pentru activarea inițială a răspunsului în putere activă la abaterea de frecvență.

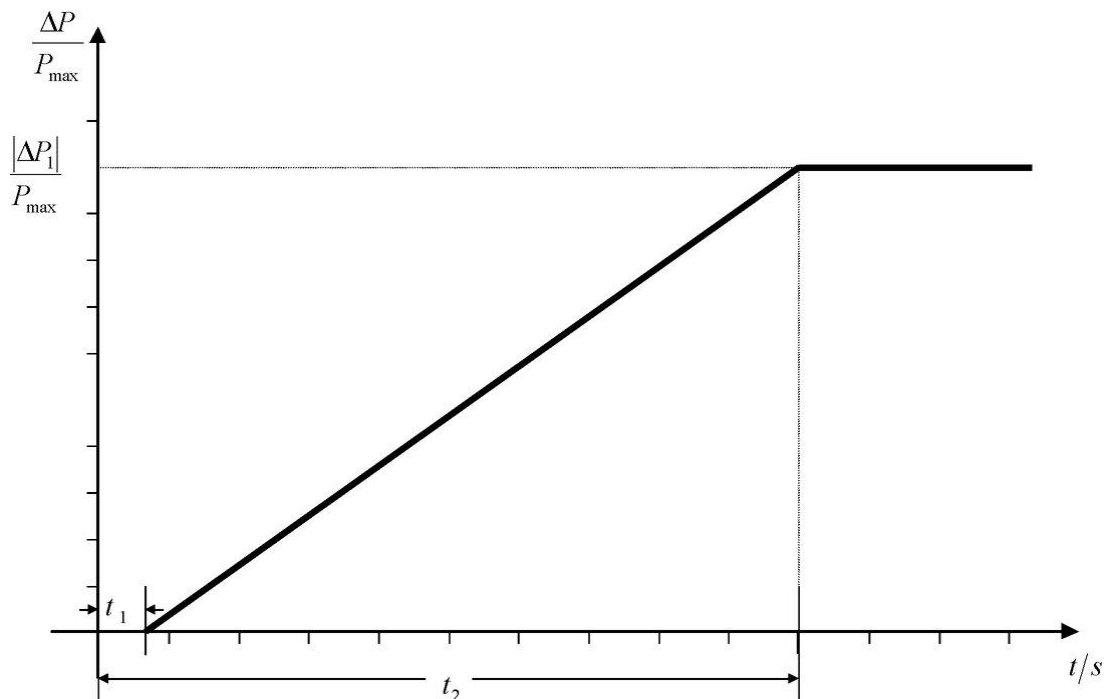


Figura 6 Capabilitatea de răspuns la abaterile de frecvență

unde P_{max} este capacitatea maximă la care se referă variația de putere activă mobilizată ΔP ;

ΔP este variația de putere activă a unității generatoare;

t_1 și t_2 - timpii în conformitate cu care unitatea generatoare trebuie să activeze o putere activă ΔP până la punctul ΔP_1 valorile ΔP_1 , fiind specificate de OST în conformitate cu tabelul 5. t_1 este întârzierea inițială, iar t_2 este durata până la activarea completă.

e) unitatea generatoare trebuie să aibă capacitatea de a furniza puterea activă activată corespunzător abaterii de frecvență pe durata unei perioade cuprinse între 15 și 30 de minute, după cum prevede OST. La determinarea perioadei de timp, OST ține seama de rezerva pentru energie activă și de sursa de energie primară a unității generatoare;

f) în termenele stabilite la pct. 51, sbp. 4, lit. e), reglajul puterii active nu trebuie să aibă niciun impact negativ asupra răspunsului la abaterile de frecvență ale puterii active dat de unitățile generatoare;

g) parametrii specificați de către OST în conformitate cu lit. a), b), c) și e) se notifică anual Agenției.

Tabelul 5 Parametri pentru activarea integrală a puterii active ca răspuns la abaterea treaptă de frecvență (explicație pentru figura 6)

Parametri	Intervale sau valori
Variația de putere activă mobilizată raportată la capacitatea maximă (domeniul răspuns la variația de frecvență) $\frac{ \Delta P_1 }{P_{\max}}$	1,5-10 %
Pentru unitățile generatoare cu inerție, întârzierea inițială maximă admisibilă t_1 , cu excepția cazului în care se justifică altfel în conformitate cu pct. 51, sbp. 4), lit. d)	2 de secunde
Pentru unitățile generatoare fără inerție, întârzierea inițială maximă admisibilă t_1 , cu excepția cazului în care se justifică altfel în conformitate cu pct. 51, sbp. 4), lit. d)	După cum se prevede de către OST.
Valoarea maximă admisibilă a timpului de activare integrală t_2 , cu excepția cazului în care sunt admise perioade mai lungi de activare de către OST din motive de stabilitate a sistemului (unități generatoare)	30 de secunde

5) în ceea ce privește restabilirea frecvenței, unitatea generatoare trebuie să asigure funcții în conformitate cu specificațiile prevăzute de către OST, vizând restabilirea frecvenței la valoarea sa nominală și menținerea puterilor de schimb dintre ariile de control la valorile programate;

6) în ceea ce privește deconectarea pe criteriul de frecvență minimă, instalațiile de producere a energiei electrice capabile să acționeze ca un consumator, inclusiv unitățile generatoare din centralele cu acumulare prin pompaj cu acumulare și pompaj, trebuie să își poată deconecta consumul la scăderea frecvenței. Cerința menționată în prezentul subpunct nu se extinde la alimentarea serviciilor proprii;

7) în ceea ce privește monitorizarea în timp real a RFA:

a) pentru a monitoriza funcționarea cu răspuns la abaterile de frecvență, interfața de comunicare trebuie să fie echipată, să transmită în timp real și în mod securizat de la unitatea generatoare la centrul de dispecer al operatorului de sistem relevant sau al OST, la cererea operatorului de sistem relevant sau a OST, al cel puțin următoarelor semnale:

- semnalul de stare al RFA (cu sau fără mod de răspuns la abaterile de frecvență activat);
- puterea activă programată;
- valoarea reală a puterii active;
- setările parametrilor reali ale modului reglaj de frecvență activ;
- statism și bandă moartă;

b) operatorul de sistem relevant și OST precizează care sunt semnalele suplimentare, care urmează să fie furnizate de instalația de producere a energiei electrice pentru dispozitivele de monitorizare și înregistrare pentru a verifica performanța furnizării răspunsului în putere activă la abaterile de frecvență al unităților generatoare participante.

52. În ceea ce privește stabilitatea de tensiune, unitățile generatoare de tip C trebuie să fie capabile a se deconecta automat atunci când tensiunea la punctul de racordare depășește nivelurile specificate de operatorul de sistem relevant în coordonare cu OST. Condițiile și setările pentru deconectarea automată a unităților generatoare se stabilesc de către operatorul de sistem relevant în coordonare cu OST.

53. Unitățile generatoare de tip C trebuie să satisfacă următoarele cerințe de stabilitate în funcționare:

- 1) în cazul oscilațiilor de putere, unitățile generatoare trebuie să își mențină stabilitatea de regim permanent la funcționarea în orice punct al diagramei de capacitate P-Q;
- 2) fără a aduce atingere pct. 41 și 42, unitățile generatoare trebuie să poată rămâne conectate la rețea și să funcționeze fără reducere de putere, atâta timp cât tensiunea și frecvența se încadrează în limitele specificate în conformitate cu prezentul Cod;
- 3) unitățile generatoare trebuie să fie capabile să rămână conectate la rețea în cursul reanclanșărilor automate monofazate sau trifazate a liniilor dintr-o rețea electrică buclată, dacă este cazul, în rețeaua la care sunt conectate. Detaliile acestei capacități fac obiectul coordonării și acordurilor privind sistemele de protecție și setările menționate la pct. 49, sbp. 2).

54. Unitățile generatoare de tip C trebuie să respecte următoarele cerințe în ceea ce privește restaurarea sistemului:

- 1) în ceea ce privește capacitatea de pornire fără sursă de tensiune din sistem:
 - a) capacitatea de pornire fără sursă de tensiune din sistem nu este obligatorie, cu excepția cazului când astfel de cerințe sunt introduse pentru a se asigura siguranța în funcționare a sistemului;
 - b) gestionarii instalațiilor de producere a energiei electrice, la cererea OST, fac o ofertă pentru furnizarea capacității de pornire fără sursă de tensiune din sistem. OST poate face o astfel de solicitare, în cazul în care consideră că siguranța în

funcționare a sistemului este în pericol din cauza lipsei de capacitate de pornire fără sursă de tensiune din sistem în aria de control, în care se află unitatea generatoare;

c) o unitate generatoare cu capacitate de pornire fără sursă de tensiune din sistem trebuie să fie capabilă să pornească din starea oprit fără nicio alimentare cu energie electrică externă într-un interval de timp stabilit de către operatorul de sistem relevant în coordonare cu OST;

d) o unitate generatoare cu capacitatea de pornire fără sursă de tensiune din sistem trebuie să se poată sincroniza în domeniul de frecvență prevăzut în pct. 38, sbp. 1) și, după caz, în limitele de tensiune specificate de operatorul de sistem relevant sau prevăzute în pct. 57;

e) o unitate generatoare cu capacitatea de pornire fără sursă de tensiune din sistem trebuie să poată regla automat tensiunea, inclusiv variațiile de tensiune provocate de racordarea instalațiilor consumatorilor;

f) o unitate generatoare cu capacitatea de pornire fără sursă de tensiune din sistem trebuie:

- să fie capabilă să regleze puterea produsă în cazul conectărilor de instalații ale consumatorilor;

- să fie capabilă să funcționeze în RSFL-O și RSFL-SUB, după cum se prevede la pct. 51, sbp. 3) și în pct. 39;

- să regleze frecvența în cazul creșterii sau scăderii frecvenței în întregul domeniu de putere activă livrate, între nivelul puterii minime reglate și nivelul maxim al capacității, precum și în funcționarea pe servicii proprii;

- să poată să funcționeze în paralel cu câteva unități generatoare ce debitează în insulă;

- să regleze automat tensiunea în timpul fazei de restaurare a sistemului.

2) în ceea ce privește capabilitatea de a funcționa în regim de funcționare insularizat:

a) unitățile generatoare trebuie să fie capabile să funcționeze în regim de funcționare insularizat sau să participe la operarea insulei dacă acest lucru este solicitat de operatorul de sistem relevant în coordonare cu OST;

- domeniul de frecvență la funcționarea în regim insularizat este cel stabilit în conformitate cu pct. 38, sbp. 1);

- domeniul de tensiune la funcționarea în regim insularizat este cel stabilit în conformitate cu pct. 52 sau cu pct. 57, după caz;

b) unitățile generatoare trebuie să fie capabile să funcționeze cu reglaj de frecvență activ RFA în timpul funcționării în regim insularizat, astfel cum prevede pct. 51, sbp. 4). În cazul unui excedent de putere, unitățile generatoare trebuie să fie capabile să reducă puterea activă livrată din punctul de funcționare anterior în orice nou punct de funcționare al diagramei de capabilitate P-Q. În această privință, unitatea generatoare trebuie să fie capabilă să reducă puterea activă până la limita posibilă din punct de vedere tehnic, dar până la cel puțin 55 % din capacitatea sa maximă;

c) metoda de detectare a trecerii de la funcționarea în sistem interconectat la funcționarea în regim insularizat se stabilește de comun acord între gestionarul instalației de producere a energiei electrice și operatorul de sistem relevant, în coordonare cu OST. Metoda de detectare convenită nu trebuie să se bazeze exclusiv pe semnalele de poziție a aparatajului de comutație ale operatorului de sistem;

d) unitățile generatoare trebuie să poată funcționa în RSFL-O și RSFL-SUB pe timpul funcționării în insulă, după cum se prevede în pct. 51, sbp. 3) și în pct. 39.

3) în ceea ce privește capacitatea de resincronizare rapidă:

a) în cazul deconectării de la rețea, unitatea generatoare trebuie să se poată resincroniza rapid, în conformitate cu planul de protecții convenit între operatorul de sistem relevant în coordonare cu OST și cu instalația de producere a energiei electrice;

b) o unitate generatoare cu un timp minim de resincronizare mai mare de 15 minute după deconectarea de la orice sursă de alimentare externă trebuie să fie proiectată în așa fel încât să treacă în izolare pe servicii proprii din orice punct de funcționare a diagramei sale de capabilitate P-Q. În acest caz, identificarea regimului de izolare pe servicii proprii nu trebuie să se bazeze exclusiv pe semnalele de poziție a aparatajului de comutație al operatorului de sistem din punctul de racordare;

c) unitățile generatoare trebuie să fie capabile să funcționeze continuu după izolarea pe servicii proprii, indiferent de orice conectare a serviciilor interne la rețeaua externă. Durata minimă de funcționare trebuie să fie specificată de operatorul de sistem relevant în coordonare cu OST, luând în considerare caracteristicile tehnologiei sursei primare.

55. Unitățile generatoare de tip C trebuie să respecte următoarele condiții generale de operare ale sistemului:

1) în ceea ce privește pierderea stabilității unghiulare sau pierderea controlului asupra unității generatoare, aceasta trebuie să se poată deconecta de la rețea în mod automat pentru a contribui la menținerea siguranței sistemului sau pentru a preveni avariile la unitatea generatoare. Gestionarul instalației de producere a energiei electrice și operatorul de sistem relevant, în coordonare cu OST, convin criteriile de detectare a pierderii stabilității unghiulare sau a pierderii controlului;

2) în ceea ce privește dispozitivele de măsură și de control:

a) instalațiile de producere a energiei electrice trebuie să fie dotate cu dispozitive care să asigure înregistrarea defectelor și monitorizarea comportamentului dinamic în sistem. Aceste dispozitive înregistrează următorii parametri:

- domeniul de tensiune;
- puterea activă;
- puterea reactivă;
- domeniul de frecvență.

Operatorul de sistem relevant are dreptul să stabilească performanțele parametrilor puși la dispoziție, care trebuie respectați, cu condiția convenirii prealabile în mod rezonabil;

b) setările echipamentului de înregistrare a defectelor, inclusiv criteriile de pornire a înregistrării și ratele de eșantionare se stabilesc de comun acord între gestionarul

instalației producere a energiei electrice și operatorul de sistem relevant, în coordonare cu OST;

c) monitorizarea comportamentului dinamic al sistemului trebuie să includă un criteriu de pornire bazat pe oscilații, stabilit de operatorul de sistem în coordonare cu OST, cu scopul de a detecta oscilațiile cu amortizare insuficientă;

d) sistemul de monitorizare a calității furnizării și a comportamentului dinamic al sistemului trebuie să permită accesul la informații al gestionarului instalației de producere a energiei electrice, al operatorului de sistem relevant și al OST pe baza unei înțelegeri. Protocoalele de comunicare pentru datele înregistrate sunt stabilite de comun acord între gestionarul instalației de producere a energiei electrice, operatorul de sistem relevant și OST;

3) în ceea ce privește modelele de simulare:

a) la solicitarea operatorului de sistem relevant sau a OST, gestionarul instalației de producție a energiei electrice furnizează modele de simulare care să reflecte în mod adecvat comportamentul unității generatoare, atât în condiții staționare, cât și dinamice (componentă de 50 Hz) sau simulări electromagnetice tranzitorii. Gestionarul instalației de producere a energiei electrice se asigură că modelele furnizate au fost verificate față de rezultatele testelor de conformitate menționate la capitolele II-IV din Titlul IV, și comunică rezultatele verificării operatorului de sistem relevant și OST. Verificarea poate fi realizată și de un organism de certificare autorizat, în cazul în care acesta este instituit conform legislației naționale;

b) modelele furnizate de gestionarul instalației de producere a energiei electrice trebuie să conțină următoarele submodele, în funcție de componentele individuale:

- generator și agregat primar;
- reglajul vitezei și al puterii active;
- reglajul tensiunii, inclusiv, dacă este cazul, funcția de stabilizator de putere (PSS) și sistemul de reglaj al excitației;
- modelele protecțiilor a unităților generatoare, așa cum au fost convenite între operatorul de sistem relevant și gestionarul instalației de producere a energiei electrice;
- modelul convertorului pentru modulele generatoare din centrală;

c) solicitarea operatorului de sistem relevant menționată la litera a) trebuie să fie făcută în coordonare cu OST. Ea cuprinde:

- formatul în care urmează să fie furnizate modele;
- documentația privind structura unui model și schema electrică;
- estimare a capacității minime și maxime de scurtcircuit în punctul de racordare, exprimată în MVA, ca echivalent al rețelei;

d) gestionarul instalației de producere a energiei electrice furnizează înregistrări ale performanțelor unității generatoare operatorului de sistem relevant sau OST, la cerere. Operatorul de sistem relevant sau OST poate face o astfel de solicitare, în vederea comparării răspunsului acestor modele cu înregistrările;

- 4) în ceea ce privește montarea de dispozitive pentru operarea sistemului și a dispozitivelor pentru siguranța în funcționare a sistemului, în cazul în care operatorul de sistem relevant sau OST consideră că este necesar să instaleze dispozitive suplimentare într-o instalație de producere a energiei electrice pentru a menține sau restabili funcționarea sau siguranța în funcționare a sistemului, operatorul de sistem relevant sau OST și gestionarul instalației de producere a energiei electrice studiază și convin asupra soluției adecvate;
- 5) operatorul de sistem relevant stabilește, în coordonare cu OST, limitele minime și maxime pentru viteza de variație a puterii active (limitele rampelor) în ambele direcții la creștere și la scădere pentru unitatea generatoare, luând în considerare caracteristicile sursei primare;
- 6) Legarea la pământ a punctului neutru pe partea de rețea a transformatoarelor ridicătoare de tensiune trebuie să respecte specificațiile operatorului de sistem relevant.

Subsecțiunea 4

Cerințe generale pentru unitățile generatoare de tip D

56. În plus față de îndeplinirea cerințelor menționate la Subsecțiunile 1, 2 și 3, Secțiunea 1, Capitolul II, Titlul II, cu excepția pct. 39, sbp. 2), pct. 43, 44, 46 și 52, unitățile generatoare de tip D trebuie să satisfacă cerințele stabilite în prezenta Subsecțiune.

57. Unitățile generatoare de tip D trebuie să respecte următoarele cerințe în ceea ce privește stabilitatea de tensiune:

- 1) în ceea ce privește domeniile de tensiune:
 - a) fără a aduce atingere dispozițiilor pct. 47, sbp. 1) și pct. 58 de mai jos, o unitate generatoare trebuie să poată rămâne conectată la rețea și să funcționeze în domeniul de tensiune în punctul de racordare, exprimate în unități relative ca raport între tensiunea din punctul de racordare față de valoarea de referință a tensiunii de 1 per unitate (p.u. - unități relative) corespunzător duratelor indicate în tabelele 6.1 și 6.2;
 - b) OST poate stabili perioade mai scurte de timp în care unitățile generatoare 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;
 - c) pentru nivelul de tensiune de rețea de 400 kV (denumit și nivelul de 380 kV), valoarea de referință 1 pu în unități relative este de 400 kV, iar pentru alte niveluri de tensiune de rețea, referința 1 pu poate fi diferită pentru OST din aceeași zonă sincronă;

Tabelul 6.1

Domeniu de tensiune	Perioadă de funcționare
0,85 pu-0,90 pu	30 minute

0,90 pu-1,118 pu	Nelimitat
1,118 pu-1,15 pu	20 minute

Tabelul arată duratele minime de timp în care o unitate generatoare trebuie să fie capabilă să funcționeze fără a se deconecta la tensiuni de rețea care se abat de la valoarea de referință 1 per unitate în punctul de racordare, în cazul în care tensiunea considerată pentru valorile unitare pu este între 110 kV și 300 kV.

Tabelul 6.2

Domeniu de tensiune	Perioadă de funcționare
0,88 pu-0,90 pu	20 minute
0,90 pu-1,097 pu	Nelimitat
1,097 pu-1,15 pu	20 minute

Tabelul arată duratele minime de timp în care o unitate generatoare trebuie să fie capabilă să funcționeze fără a se deconecta la tensiuni de rețea care se abat de la valoarea de referință de 1 pu în punctul de racordare, în cazul în care tensiunea considerată pentru valorile unitare pu este între 300 kV și 400 kV.

2) domenii de tensiune mai extinse sau duratele mai mari de funcționare pot fi convenite între operatorul de sistem relevant și gestionarul instalației de producere a energiei electrice, în coordonare cu OST. Dacă domeniile de tensiune mai extinse sau duratele mai mari de funcționare sunt fezabile din punct de vedere economic și tehnic, gestionarul instalațiilor de producere a energiei electrice nu va refuza în mod nerezonabil un acord;

3) fără a aduce atingere prevederilor din sbp. 1) operatorul de sistem relevant, în coordonare cu OST, are dreptul de a preciza valorile tensiunii din punctul de racordare la care o unitate generatoare este capabilă de deconectare automată. Condițiile și parametrii pentru deconectarea automată se convin între operatorul de sistem relevant și gestionarul instalației de producere a energiei electrice.

58. Unitățile generatoare de tip D trebuie să satisfacă următoarele cerințe de stabilitate în funcționare:

1) în ceea ce privește capacitatea de trecere peste defect:

a) unitățile generatoare trebuie să poată rămâne conectate la rețea și să continue să funcționeze în mod stabil după defecte eliminate corect. Această capacitate trebuie să fie conform diagramei tensiune-timp și pentru toate tipurile de defecte specificate de către OST.

Diagrama tensiune-timp exprimă limita minimă a tensiunii la borne în punctul de racordare pe durata unui defect simetric, ca evoluție în timp înainte, în timpul defectului și după aceea.

Limita inferioară este stabilită de către OST, utilizând parametrii definiți în figura 3 și în limitele specificate în tabelele 7.1 și 7.2 pentru unitățile generatoare de tip D conectate la o tensiune egală sau mai mare de 110 kV. Limita inferioară este stabilită de către OST, utilizând parametrii definiți în figura 3 și în limitele specificate în tabelele 3.1 și 3.2 pentru unitățile generatoare de tip D conectate la tensiuni mai mici de 110 kV;

b) OST stabilește condițiile ante- și post-defect pentru capacitatea de trecere peste defect menționată în pct. 47, sbp. 1), lit. d). Condițiile stabilite ante- și post-defect pentru capacitatea de trecere peste defect trebuie să fie făcute publice.

Tabelul 7.1 Parametrii pentru figura 3 pentru capacitatea de trecere peste defect pentru grupuri generatoare sincrone

Parametrii tensiunii [pu]		Parametrii de timp [secunde]	
U_{ret} :	0	t_{clear} :	0,14-0,15 (sau 0,14-0,25 dacă protecțiile de sistem și siguranța în funcționare impun acest lucru)
U_{clear} :	0,25	t_{rec1} :	$t_{clear} - 0,45$
U_{rec1} :	0,5-0,7	t_{rec2} :	$t_{rec1} - 0,7$
U_{rec2} :	0,85-0,9	t_{rec3} :	$t_{rec2} - 1,5$

Tabelul 7.2 Parametrii pentru figura 3 privind capacitatea de trecere peste defect cu nivel minim de tensiune la modulele generatoare din centrală

Parametrii tensiunii [pu]		Parametrii de timp [secunde]	
U_{ret} :	0	t_{clear} :	0,14-0,15 (sau 0,14-0,25 dacă protecțiile de sistem și siguranța în funcționare impun acest lucru)
U_{clear} :	U_{ret}	t_{rec1} :	t_{clear}
U_{rec1} :	U_{clear}	t_{rec2} :	t_{rec1}
U_{rec2} :	0,85	t_{rec3} :	1,5-3,0

2) la solicitarea unui gestionar de instalație de producere a energiei electrice, operatorul de sistem relevant furnizează condițiile ante- și post-defect care trebuie luate în considerare pentru capacitatea de trecere peste defect ca rezultat al calculelor de la punctul de racordare, în conformitate cu pct. 47, sbp. 1), lit. d) în ceea ce privește:

- puterea minimă de scurtcircuit înainte de defect la fiecare punct de racordare, exprimată în MVA;
- punctul de funcționare înainte de defect al unității generatoare, exprimat în putere activă și putere reactivă produse și tensiunea în punctul de racordare;
- puterea minimă de scurtcircuit post-defect la fiecare punct de racordare, exprimată în MVA;

3) în cazul defectelor asimetrice, capacitatea de trecere peste defect se stabilește de către OST în parte.

59. Unitățile generatoare de tip D trebuie să respecte următoarele condiții generale de operare ale sistemului:

1) la pornirea unei unități generatoare, sincronizarea se realizează de către gestionarul instalației de producere a energiei electrice doar după aprobarea din partea operatorului de sistem relevant;

2) unitatea generatoare trebuie să fie prevăzută cu echipamentele de sincronizare necesare;

3) sincronizarea unităților generatoare este posibilă în domeniul de frecvență prevăzut în tabelul 2;

4) operatorul de sistem relevant și gestionarul instalației de producere a energiei electrice convin și stabilesc, înaintea punerii în funcțiune, parametrii dispozitivelor de sincronizare. Se convine asupra următoarelor elemente:

a) domeniul de tensiune;

b) domeniul de frecvență;

c) domeniul de defazaj;

d) succesiunea fazelor;

e) diferența de tensiune și de frecvență.

Secțiunea 2

Cerințe pentru grupurile generatoare sincrone

Subsecțiunea 1

Cerințe pentru grupuri generatoare sincrone de tip B

60. Grupurile generatoare sincrone de tip B trebuie să satisfacă cerințele prevăzute în Subsecțiunile 1 și 2, Secțiunea 1, Capitolul II, Titlul II, cu excepția pct. 39, sbp. 2).

61. Grupuri generatoare sincrone de tip B trebuie să respecte următoarele cerințe suplimentare în ceea ce privește stabilitatea de tensiune:

1) în ceea ce privește capacitatea de putere reactivă, operatorul de sistem relevant are dreptul de a stabili capabilitatea grupurilor generatoare sincrone de furnizare a puterii reactive;

2) în ceea ce privește sistemul de reglaj al tensiunii, grupul generator sincron trebuie să fie prevăzut cu un sistem permanent de reglaj automat al excitației, care să asigure o tensiune constantă stabilă la bornele generatorului la o valoare de referință prescrisă pe întregul domeniu de funcționare.

62. În ceea ce privește stabilitatea în funcționare, grupuri generatoare sincrone de tip B trebuie să asigure revenirea puterii active după defect. OST trebuie să stabilească procentul și durata de revenire a puterii active.

Subsecțiunea 2

Cerințe pentru grupuri generatoare sincrone de tip C

63. Grupurile generatoare sincrone de tip C trebuie să corespundă cerințelor prevăzute în Subsecțiunile 1, 2 și 3, Secțiunea 1 și Subsecțiunea 1, Secțiunea 2 din

Capitolul II, Titlul II, cu excepția celor din pct. 39, sbp. 2), din pct. 43, din pct. 46 și din pct. 61, sbp. 1).

64. Grupurile generatoare sincrone de tip C trebuie să satisfacă următoarele cerințe suplimentare în ceea ce privește stabilitatea de tensiune:

1) în ceea ce privește capacitatea de producere a puterii reactive, operatorul de sistem relevant poate stabili o putere reactivă suplimentară care trebuie furnizată dacă punctul de racordare al grupului generator sincron nu se află nici la bornele de înaltă tensiune ale transformatorului ridicător, nici la bornele generatorului, în cazul în care nu există un transformator ridicător de tensiune. Această putere reactivă suplimentară trebuie să compenseze cererea de putere reactivă a liniei electrice de înaltă tensiune (aeriană sau subterană) dintre bornele de înaltă tensiune ale transformatorului ridicător de tensiune al grupului generator sincron sau bornele generatorului, în cazul în care nu există un transformator ridicător de tensiune, și punctul de racordare și este furnizată de gestionarul liniei sau cablului;

2) în ceea ce privește capacitatea de producere de putere reactivă la capacitate maximă:

a) operatorul de sistem relevant, în colaborare cu OST, trebuie să stabilească cerințele referitoare la capabilitatea de furnizare a puterii reactive la variațiile de tensiune. În acest sens, operatorul de sistem relevant stabilește limitele diagramei $U-Q/P_{\max}$ în care grupul generator sincron are capacitatea de a furniza putere reactivă la capacitatea sa maximă. Diagrama stabilită $U-Q/P_{\max}$ poate avea orice formă, luând în considerare posibilele costuri de realizare a capacității de furnizare a puterii reactive la creșteri de tensiune și consumul de putere reactivă la scăderi de tensiune;

b) limitele diagramei de capabilitate $U-Q/P_{\max}$ sunt stabilite de operatorul de sistem relevant, în colaborare cu OST, în conformitate cu următoarele principii:

- conturul $U-Q/P_{\max}$ nu trebuie să depășească conturul diagramei $U-Q/P_{\max}$, reprezentat de conturul interior din figura 7;
- dimensiunile conturului diagramei $U-Q/P_{\max}$ (intervalul Q/P_{\max} și domeniul de tensiune) trebuie să se încadreze în limitele stabilite pentru fiecare zonă sincronă în tabelul 8;
- poziționarea diagramei $U-Q/P_{\max}$ trebuie să se încadreze în conturul exterior fix din figura 7.

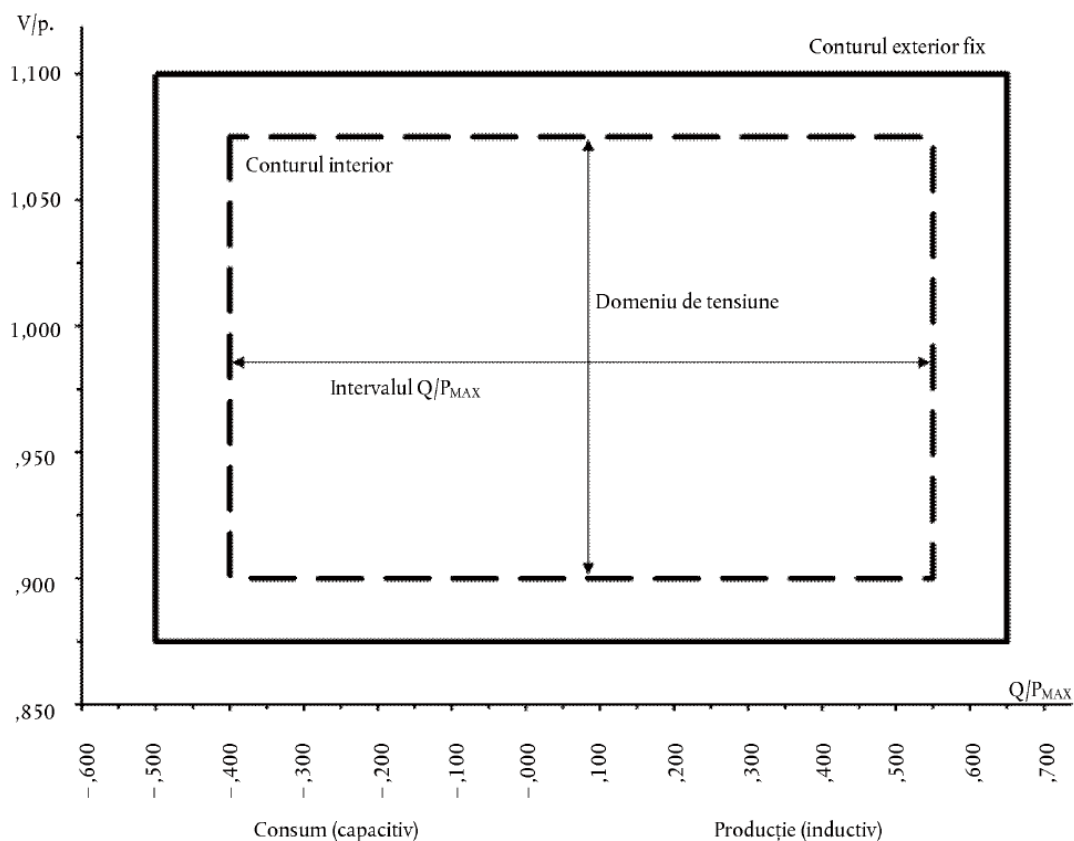


Figura 7. Diagrama U-Q/ P_{max} al unui grup generator sincron

Figura reprezintă limitele diagramei U-Q/ P_{max} ca dependență între tensiunea în punctul de racordare, exprimată prin raportul dintre valoarea reală și valoarea de referință 1 pu în unități relative, și raportul dintre puterea reactivă (Q) și capacitatea maximă (P_{max}). Poziția, dimensiunea și forma înfășurătoarei interne sunt orientative.

Tabelul 8. Parametrii pentru conturul interior din figura 7

Intervalul maxim Q/P_{max}	Domeniul maxim al tensiunii în regim permanent exprimat în unități relative
0,95	0,225

- c) cerința privind capacitatea de livrare a puterii reactive se aplică la punctul de racordare. Pentru alte forme ale conturului decât cele dreptunghiulare, domeniul de tensiune reprezintă valorile limită cele mai mari și cele mai mici. Prin urmare, nu se preconizează ca întregul interval de putere reactivă să fie disponibil în domeniul de tensiuni în regim permanent;
- d) grupurile generatoare sincrone trebuie să poată modifica punctul de funcționare în orice punct al diagramei sale U-Q/ P_{max} în intervale de timp corespunzătoare atingerii referinței solicitate de operatorul de sistem relevant;
- 3) în ceea ce privește capabilitatea puterii reactive sub capacitatea maximă, atunci grupurile generatoare sincrone în cazul când funcționează la o putere activă sub capacitatea maximă ($P < P_{max}$), trebuie să fie capabile să funcționeze în orice punct

al diagramei de capacitate P-Q a generatorului respectivului grup, cel puțin până la puterea minimă de funcționare stabilă. Chiar și la o putere activă redusă, furnizarea de putere reactivă în punctul de racordare trebuie să corespundă în totalitate diagramei de capacitate P-Q a generatorului respectiv, ținând cont, dacă este cazul, de mijloacele de compensare auxiliare și de pierderile de putere activă și reactivă ale transformatorului ridicător de tensiune.

Subsecțiunea 3

Cerințe pentru grupuri generatoare sincrone de tip D

65. Grupurile generatoare sincrone de tip D trebuie să corespundă cerințelor prevăzute în Subsecțiunile 1, 2 și 3, Secțiunea 1 și Subsecțiunea 1 și 2, Secțiunea 2 din Capitolul II, Titlul II, cu excepția celor din pct. 39, sbp. 2), din pct. 43, pct. 44, pct. 46, pct. 52 și pct. 61.

66. Grupurile generatoare sincrone de tip D trebuie să respecte următoarele cerințe suplimentare în ceea ce privește stabilitatea de tensiune:

1) parametri și valorile prescrise ale componentelor sistemului de reglaj al tensiunii se stabilesc de comun acord între gestionarul instalației de producere a energiei electrice și operatorul de sistem relevant, în coordonare cu OST;

2) acordul menționat la sbp. 1) cuprinde cerințele și performanțele unui regulator automat de tensiune (RAT) cu privire la reglajul tensiunii în regim permanent și tranzitoriu, precum și specificațiile și performanțele sistemului de reglaj al excitației.

Acestea din urmă includ:

a) limitarea domeniului semnalului de ieșire, pentru a se asigura că cea mai mare frecvență de răspuns nu poate amorsa oscilațiile de torsiune la alte unități generatoare racordate la rețea;

b) un limitator de subexcitație pentru a împiedica regulatorul automat de tensiune (RAT) să reducă excitația generatorului până la un nivel care ar periclita stabilitatea sincronă;

c) un limitator de supraexcitație pentru a se asigura că excitația generatorului nu se limitează sub valoarea maximă care poate fi atinsă, asigurându-se în același timp că grupul generator sincron funcționează în limitele sale de proiectare;

d) un limitator de curent statoric;

e) funcție de stabilizator de putere, pentru a reduce oscilațiile de putere, dacă dimensiunea grupului generator este mai mare decât capacitatea maximă stabilită de către operatorul de sistem relevant.

67. Operatorul de sistem relevant și gestionarul instalației de producere a energiei electrice trebuie să încheie un acord privind capacitățile tehnice ale grupului generator pentru susținerea stabilității unghiulare în condiții de defect.

Secțiunea 3

Cerințe pentru modulele generatoare din centrale

Subsecțiunea 1

Cerințe pentru modulele generatoare din centrală de tip B

68. Modulele generatoare din centrale de tip B trebuie să corespundă cerințelor prevăzute la în Subsecțiunile 1 și 2 Secțiunea 1 din Capitolul II, Titlul II, cu excepția celor din pct. 39, sbp. 2).

69. Modulele generatoare din centrale de tip B trebuie să satisfacă următoarele cerințe suplimentare în ceea ce privește stabilitatea de tensiune:

1) în ceea ce privește capacitatea de producere a puterii reactive, operatorul de sistem relevant are dreptul de a stabili capacitatea unui modul generator din centrală de a furniza putere reactivă;

2) operatorul de sistem relevant, în coordonare cu OST, are dreptul de a prevedea ca un modul generator din centrală să fie capabil să furnizeze componenta de regim tranzitoriu a curentului de defect în punctul de racordare în cazul defectelor simetrice (trifazate), în următoarele condiții:

a) modulul generator din centrală trebuie să poată activa furnizarea componentei de regim tranzitoriu a curentului de defect prin:

— asigurarea furnizării componentei de regim tranzitoriu a curentului de defect în punctul de racordare;

— măsurarea abaterilor de tensiune la bornele unităților individuale ale modulului generator din centrală și furnizarea componentei de regim tranzitoriu a curentului de defect la bornele acestor unități;

b) operatorul de sistem relevant, în colaborare cu OST, prevede următoarele:

— modul și momentul în care se determină o abatere de tensiune, precum și sfârșitul abaterii;

— caracteristicile componentei de regim tranzitoriu a curentului de defect, inclusiv intervalul de timp pentru măsurarea abaterii tensiunii și a componentei de regim tranzitoriu a curentului de defect pentru care curentul și tensiunea pot fi măsurate în mod diferit față de metoda stabilită la articolul 3;

— sincronizarea și acuratețea componentei de regim tranzitoriu a curentului de defect, care poate include mai multe etape în timpul și după eliminarea unui defect;

3) în ceea ce privește furnizarea componentei de regim tranzitoriu a curentului de defect în cazul defectelor asimetrice monofazate sau bifazate, operatorul de sistem relevant, în colaborare cu OST, are dreptul de a stabili cerințe pentru componenta asimetrică a curentului de defect.

70. Modulele generatoare din centrală de tip B trebuie să satisfacă următoarele cerințe suplimentare referitoare la stabilitatea în funcționare:

1) OST stabilește nivelul de restabilire a puterii active după defect pe care modulul generator din centrală este capabil să-l asigure și precizează:

a) momentul începerii restabilirii puterii active după defect, pe baza unui criteriu de tensiune;

b) perioada maximă permisă pentru restabilirea puterii active;

c) amplitudinea și acuratețea restabilirii puterii active;

2) specificațiile se fac în conformitate cu următoarele principii:

- a) interdependența între cerințele pentru componenta de regim tranzitoriu a curentului de defect în conformitate cu pct. 69, sbp. 2) și 3) și restabilirea puterii active;
- b) dependența între timpul de restabilire a puterii active și durata abaterilor de tensiune;
- c) limita perioadei maxime permise pentru restabilirea puterii active;
- d) gradul de proporționalitate între nivelul de restabilire a tensiunii și valoarea minimă a puterii active restabilite;
- e) amortizarea corespunzătoare a oscilațiilor de putere activă.

Subsecțiunea 2

Cerințe pentru modulele generatoare din centrală de tip C

71. Modulele generatoare din centrală de tip C trebuie să satisfacă cerințele enumerate în Subsecțiunile 1, 2 și 3, Secțiunea 1 și Subsecțiunea 1, Secțiunea 3 din Capitolul II, Titlul II, cu excepția cerințelor pct. 39, sbp. 2), pct. 43, pct. 46 și pct. 69, sbp. 1), dacă nu se menționează altfel la pct. 73, sbp. 4), lit. e).

72. Modulele generatoare din centrală de tip C trebuie să satisfacă următoarele cerințe suplimentare în ceea ce privește stabilitatea de frecvență:

- 1) OST are dreptul de a preciza că modulele generatoare din centrală trebuie să fie capabile să furnizeze inerție artificială în timpul unor abateri foarte rapide ale frecvenței;
- 2) principiul de funcționare a sistemelor de reglaj instalate pentru a furniza inerție artificială și parametri de performanță aferenți trebuie stabiliți de către OST.

73. Modulele generatoare din centrală de tip C trebuie să satisfacă următoarele cerințe suplimentare în ceea ce privește stabilitatea de tensiune:

- 1) în ceea ce privește capacitatea de furnizare a puterii reactive, operatorul de sistem relevant poate stabili o putere reactivă suplimentară care trebuie furnizată, dacă punctul de racordare al unui modul generator din centrală nu se află nici la bornele de înaltă tensiune ale transformatorului ridicător de tensiune, nici la bornele generatorului, în cazul în care nu există un transformator ridicător de tensiune. Această putere reactivă suplimentară trebuie să compenseze consumul de putere reactivă al liniei sau cablului de înaltă tensiune între bornele de înaltă tensiune ale transformatorului ridicător de tensiune al modulului generator din centrală sau bornele generatorului, în cazul în care nu există un transformator ridicător de tensiune, și punctul de racordare și este furnizată de gestionarul responsabil al respectivei linii sau cablu;
- 2) în ceea ce privește capabilitatea de producere de putere reactivă la capacitate maximă:
 - a) operatorul de sistem relevant, în colaborare cu OST, trebuie să stabilească cerințele referitoare la capabilitatea de furnizare a puterii reactive la variațiile de tensiune. În acest sens, acesta stabilește un contur al diagramei $U-Q/P_{max}$, care poate lua orice formă în limitele căreia modulul generator din centrală este capabil să furnizeze puterea reactivă la capacitatea sa maximă;

b) diagrama $U-Q/P_{\max}$ este stabilită de operatorul de sistem relevant, în colaborare cu OST, conform următoarelor principii:

- conturul $U-Q/P_{\max}$ nu trebuie să depășească conturul diagramei $U-Q/P_{\max}$, reprezentat de conturul interior din figura 8;
- dimensiunile conturului diagramei $U-Q/P_{\max}$ (intervalul Q/P_{\max} și domeniul de tensiune) trebuie să se încadreze în valorile stabilite pentru fiecare zonă sincronă în tabelul 9;
- poziționarea diagramei $U-Q/P_{\max}$ trebuie să se încadreze în conturul exterior fix din figura 8;
- diagrama stabilită $U-Q/P_{\max}$ poate avea orice formă, luând în considerare posibilele costuri de realizare a capacității de furnizare a puterii reactive la creșteri de tensiune și consumul de putere reactivă la scăderi de tensiune.

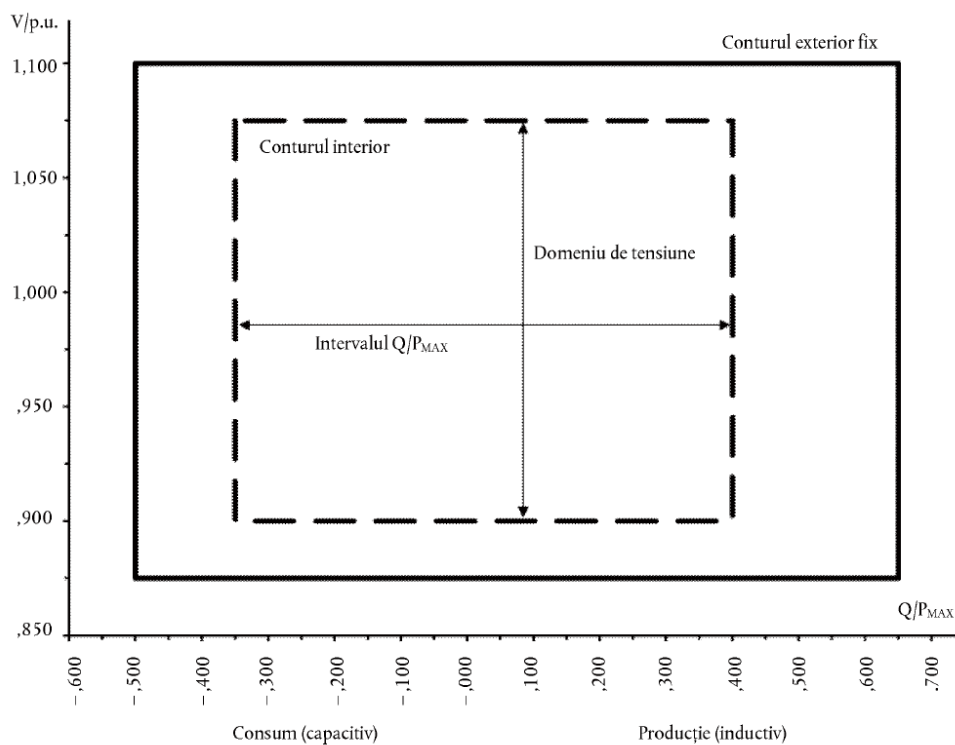


Figura 8 Diagrama $U-Q/P_{\max}$ a unui modul generator din centrală

Figura reprezintă limitele diagramei $U-Q/P_{\max}$ ca dependență între tensiunea în punctul de racordare, exprimată prin raportul dintre valoarea reală și valoarea sa de referință 1 pu în unități relative, și raportul dintre puterea reactivă (Q) și capacitatea maximă (P_{\max}). Poziția, dimensiunea și forma înfășurătoarei interne sunt orientative.

Tabelul 9 Parametrii pentru înfășurătoarea interioară din figura 8

Intervalul maxim Q/P_{\max}	Domeniul maxim al tensiunii în regim permanent exprimat în unități relative pu
0,75	0,225

c) cerința privind capacitatea de furnizare a puterii reactive se aplică la punctul de racordare. Pentru alte forme ale conturului decât cele dreptunghiulare, domeniul de tensiune reprezintă valorile limită cele mai mari și cele mai mici. Prin urmare, nu se preconizează ca întregul interval de putere reactivă să fie disponibil în domeniul de tensiuni în regim permanent;

3) în ceea ce privește capabilitatea de producere de putere reactivă sub capacitatea maximă:

a) operatorul de sistem relevant, în colaborare cu OST, trebuie să stabilească cerințele privind capacitatea de furnizare a puterii reactive și să stabilească un contur $P-Q/P_{\max}$ de orice formă în limitele căruia modulul generator din centrală este capabil să furnizeze puterea reactivă sub capacitatea sa maximă;

b) limitele diagramei de capabilitate $P-Q/P_{\max}$ sunt stabilite de fiecare operator de sistem relevant, în colaborare cu OST, conform următoarelor principii:

- conturul $P-Q/P_{\max}$ nu trebuie să depășească conturul diagramei $P-Q/P_{\max}$, reprezentat de conturul interior din figura 9;
- domeniul Q/P_{\max} de pe conturul diagramei $P-Q/P_{\max}$ este stabilit pentru fiecare zonă sincronă în tabelul 9;
- domeniul de putere activă de pe conturul diagramei $P-Q/P_{\max}$ la putere reactivă zero este de 1 pu;
- conturul diagramei $P-Q/P_{\max}$ poate avea orice formă și include condiții pentru capabilitatea de producere de putere reactivă la putere activă zero;
- poziția conturului diagramei $P-Q/P_{\max}$ trebuie să se încadreze în conturul exterior fix din figura 9;

c) atunci când funcționează la o putere activă sub capacitatea maximă ($P < P_{\max}$), modulul generator din centrală trebuie să aibă capacitatea de a furniza putere reactivă pentru orice punct de funcționare din interiorul diagramei sale $P-Q/P_{\max}$, dacă toate unitățile respectivului modul care produc energie sunt disponibile din punct de vedere tehnic, și nu sunt retrase din funcționare pentru întreținere sau din cauza unei avarii, deoarece, în caz contrar, este posibilă diminuarea capacității de producere de putere reactivă, în funcție de disponibilitățile tehnice.

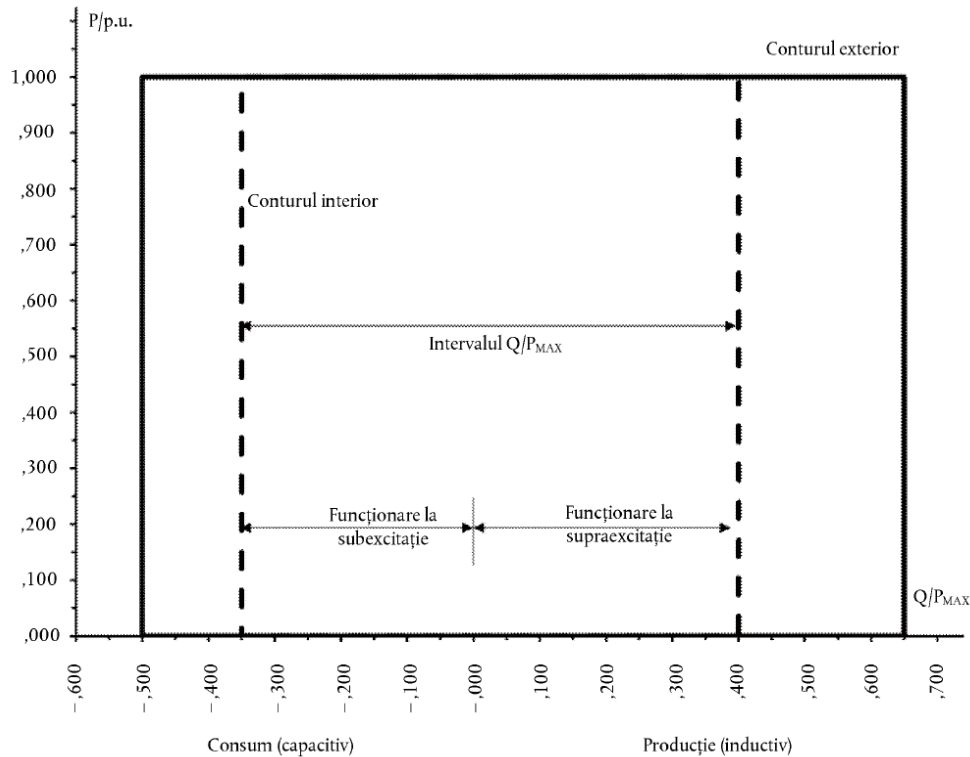


Figura 9 Diagrama P-Q/ P_{max} a unui modul generator din centrală

Figura reprezintă limitele diagramei P-Q/ P_{max} ca dependență între puterea activă în punctul de racordare, exprimată prin raportul dintre valoarea reală și capacitatea maximă în unități relative, și raportul dintre puterea reactivă (Q) și capacitatea maximă (P_{max}). Poziția, dimensiunea și forma înfășurătoarei interne sunt orientative.

d) modulul generator din centrală trebuie să fie capabil să-și modifice punctul de funcționare în orice punct al diagramei sale P-Q/ P_{max} în timpul necesar atingerii valorii de referință solicitate de operatorul de sistem relevant;

4) în ceea ce privește modurile de comandă a puterii reactive:

a) modulul generator din centrală trebuie să aibă capacitatea de a furniza automat putere reactivă în modul de reglaj al tensiunii, modul de reglaj al puterii reactive sau în modul de reglaj al factorului de putere;

b) în ceea ce privește modul de reglaj al tensiunii, modulul generator din centrală trebuie să fie capabil să contribuie la reglajul tensiunii în punctul de racordare prin asigurarea unui schimb de putere reactivă cu rețeaua, la o valoare de referință a tensiunii de cel puțin 0,95-1,05 pu prescrisă în pași care nu depășesc 0,01 pu, cu o rampă minimă de 2-7 % în pași maximi de 0,5 %. Puterea reactivă produsă este zero atunci când valoarea tensiunii de rețea în punctul de racordare este egală cu valoarea de referință a tensiunii;

c) referința poate fi realizată cu sau fără o bandă moartă selectabilă într-un domeniu de la 0 la +/- 5 % din tensiunea de referință 1 pu a rețelei, în pași de cel mult 0,5 %;

- d) după o modificare de tip treaptă a tensiunii, un modul generator din centrală trebuie să fie capabil să atingă 90 % din valoarea treptei în momentul t_1 , stabilit de operatorul de sistem relevant în intervalul de 1-5 secunde, și trebuie să se stabilească la valoarea definită de panta de funcționare într-un timp t_2 , stabilit de operatorul de sistem relevant în intervalul de 5-60 de secunde, cu o toleranță a puterii reactive în regim permanent de cel mult 5 % din valoarea maximă a puterii reactive. Operatorul de sistem relevant stabilește specificațiile pentru intervalele de timp;
- e) în ceea ce privește modul de reglaj al puterii reactive, modulul generator din centrală trebuie să permită stabilirea valorii de referință a puterii reactive oriunde în domeniul de putere reactivă, stabilit în pct. 69, sbp. 1) și pct. 73, sbp. 1) și 2), cu pași de reglaj de cel mult 5 MVar sau 5 % (dacă această valoare este mai mică) din puterea reactivă totală, reglând puterea reactivă în punctul de racordare cu o precizie de plus sau minus 5 MVar sau plus sau minus 5% (dacă această valoare este mai mică) din puterea reactivă totală;
- f) în ceea ce privește modul de reglaj al factorului de putere, modulul generator din centrală trebuie să permită reglajul factorului de putere la punctul de racordare în intervalul prevăzut de putere reactivă, stabilit de operatorul de sistem relevant în conformitate cu pct. 69, sbp. 1) sau cu pct. 73, sbp. 1) și 2), cu un factor de putere preconizat în pași care nu depășesc 0,01. Operatorul de sistem relevant 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. Această toleranță a puterii reactive se exprimă fie printr-o valoare absolută, fie printr-un procent din puterea reactivă maximă a modulului generator din centrală;
- g) operatorul de sistem relevant, în cooperare cu OST și cu gestionarul modulului de generare din centrală, precizează care dintre aceste trei opțiuni privind modul de reglaj al puterii reactive cu valorile de referință asociate trebuie aplicate, și ce alte echipamente sunt necesare pentru ca acest reglaj al valorii de referință să poată fi funcțional de la distanță;
- 5) în ceea ce privește ierarhizarea contribuției puterii active sau reactive, OST 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;
- 6) în ceea ce privește amortizarea oscilațiilor de putere, dacă acest lucru este specificat de către OST, un modul generator din centrală trebuie să fie capabil să contribuie la amortizarea oscilațiilor de putere. Caracteristicile sistemelor de reglaj al tensiunii și puterii reactive ale modulelor generatoare din centrală nu trebuie să afecteze în mod negativ atenuarea oscilațiilor de putere.

Subsecțiunea 3

Cerințe pentru modulele generatoare din centrală de tip D

74. Modulele generatoare din centrală de tip D trebuie să satisfacă cerințele enumerate la Subsecțiunile 1, 2, 3 și 4, Secțiunea 1, precum și Subsecțiunile 1 și 2, Secțiunea 3 din Capitolul II, Titlul II, cu excepția celor din pct. 39, sbp. 2), din pct. 43, 44, 46, 52 și pct. 69, sbp. 1).

Capitolul III **RACORDAREA UNITĂȚILOR GENERATOARE**

Secțiunea 1 **Dispoziții generale**

75. Gestionarul instalației de producere a energiei electrice trebuie să demonstreze operatorului de sistem relevant că a respectat cerințele prevăzute în Capitolul II Titlul II din prezentul Cod prin parcurgerea cu succes a procedurii de notificare pentru racordarea fiecărei unități generatoare descrise în Secțiunile 2-8, Capitolul III, Titlul II.

76. Operatorul de sistem relevant trebuie să clarifice și să pună la dispoziția publicului detaliile procedurii de notificare.

Secțiunea 2 **Notificarea pentru unitățile generatoare de tip A**

77. Procedura de notificare pentru racordarea fiecărei unități noi generatoare de tip A constă în depunerea unui document al instalației. Gestionarul instalației de producție a energiei electrice se asigură că informațiile solicitate sunt completate în documentul instalației obținut de la operatorul de sistem relevant și sunt transmise către operatorul de sistem. Pentru fiecare unitate generatoare din cadrul instalației de producere a energiei electrice trebuie să se transmită documente separate. Operatorul de sistem relevant se asigură că informațiile necesare pot fi transmise de către terți în numele gestionarului instalației de producere a energiei electrice.

78. Operatorul de sistem relevant stabilește conținutul documentului instalației, care conține cel puțin următoarele informații:

- 1) locul în care se face racordarea;
- 2) data racordării;
- 3) capacitatea maximă a instalației în kW;
- 4) tipul sursei de energie primară;
- 5) clasificarea unității generatoare ca tehnologie emergentă, în conformitate cu Capitolul V, Titlul II din prezentul Cod;
- 6) trimitere la certificatele pentru echipamente, eliberate de un organism de certificare autorizat, utilizate pentru echipamentele aflate în instalația de la locația respectivă;

7) în ceea ce privește echipamentele utilizate pentru care nu a fost primit un certificat, trebuie furnizate informații în conformitate cu instrucțiunile date de operatorul de sistem relevant;

8) datele de contact ale gestionarului instalației de producere a energiei electrice și ale instalatorului și semnăturile acestora.

79. Gestionarul instalației de producere a energiei electrice se asigură că operatorul de sistem relevant și Agenția sunt informați cu privire la retragerea definitivă din exploatare a unei unități generatoare, în conformitate cu legislația națională. Operatorul de sistem relevant se asigură că o astfel de notificare poate fi făcută de către terți, inclusiv de către agregatori.

Secțiunea 3

Procedura pentru unitățile generatoare de tip B și C

80. În scopul notificării pentru conectarea fiecărei unități generatoare noi de tip B și C, gestionarul instalației de producere a energiei electrice transmite operatorului de sistem relevant documentul unității generatoare (în continuare - „DUG”) care trebuie să conțină o declarație de conformitate. Pentru fiecare unitate generatoare dintr-o instalație de producere a energiei electrice se furnizează câte un DUG separat.

81. Formatul DUG și informațiile care trebuie să fie incluse în acesta se stabilesc de către operatorul de sistem relevant și se coordonează cu OST. Operatorul de sistem relevant are dreptul de a solicita gestionarului instalației de producere a energiei electrice să includă în DUG următoarele:

1) dovada unui acord privind schemele de protecții aplicabile la punctul de racordare dintre operatorul de sistem relevant și gestionarul instalației de producere a energiei electrice;

2) o declarație de conformitate detaliată pe puncte;

3) date tehnice detaliate ale unității generatoare, cu relevanță pentru racordarea la rețea, așa cum se prevede de către operatorul de sistem relevant;

4) certificatele pentru echipamente eliberate de un organism de certificare autorizat în ceea ce privește unitățile generatoare, în cazul în care acestea sunt invocate ca parte a dovezilor de conformitate;

5) pentru unitățile generatoare de tip C, modelele matematice utilizate în simulare în temeiul pct. 55, sbp. 3);

6) rapoarte de testare a conformității care demonstrează performanța în regim permanent și dinamic în conformitate cu Secțiunile 2 și 3 din Capitolul IV, Titlul II, inclusiv utilizarea valorilor reale măsurate în timpul testelor, la nivelul de detaliu solicitat de operatorul de sistem relevant;

7) studii care demonstrează performanța în regim permanent și dinamic în conformitate cu secțiunile 4 și 5 din Capitolul IV, Titlul II, la nivelul de detaliu solicitat de operatorul de sistem relevant.

82. La acceptarea unui DUG complet și corespunzător cerințelor, operatorul de sistem relevant emite o notificare de funcționare finală gestionarului instalației de producere a energiei electrice.

83. Gestionarul instalației de producere a energiei electrice anunță operatorul de sistem relevant și Agenția cu privire la retragerea definitivă din exploatare a unei unități generatoare.

84. Acolo unde este cazul, operatorul de sistem relevant se asigură că punerea în funcțiune și retragerea definitivă din exploatare a unităților generatoare de tip B și C pot fi notificate pe cale electronică.

85. DUG poate fi emis de un organism de certificare autorizat.

86. Procedura de notificare pentru fiecare unitate generatoare nouă de tip B și C trebuie să permită acceptarea certificatelor pentru echipamente eliberate de un organism de certificare autorizat.

Secțiunea 4

Procedura pentru unitățile generatoare de tip D

87. Procedura de notificare pentru racordarea fiecărei unități noi generatoare de tip D constă în:

- 1) notificarea de punere sub tensiune (NPT);
- 2) notificarea de funcționare provizorie (NFP);
- 3) notificarea de funcționare finală (NFF).

88. Procedura de notificare pentru fiecare unitate generatoare nouă de tip D trebuie să permită acceptarea certificatelor pentru echipamente eliberate de un organism de certificare autorizat.

Secțiunea 5

Notificarea de punere sub tensiune pentru unitățile generatoare de tip D

89. O NPT conferă gestionarului instalației de producere a energiei electrice dreptul de a pune sub tensiune rețeaua internă și dispozitivele auxiliare pentru unitățile generatoare, prin utilizarea conexiunii la rețea care este stabilită pentru punctul de racordare.

90. Operatorul de sistem relevant emite o NPT la finalizarea acțiunilor pregătitoare acordul privind schemele de protecție și setările aferente aplicabili la punctul de racordare dintre operatorul de sistem relevant și gestionarul instalației de producere a energiei electrice.

Secțiunea 6

Notificarea de funcționare provizorie pentru unitățile generatoare de tip D

91. O NFP conferă gestionarului instalației de producere a energiei electrice dreptul de a opera o unitate generatoare și de a genera energie prin utilizarea instalației de racordare la rețeaua electrică pentru o perioadă limitată de timp.

92. Operatorul de sistem relevant emite o NFP aferentă finalizării procesului de analiză a datelor și a studiilor, în conformitate cu prezenta secțiune.

93. În ceea ce privește analiza datelor și studiilor, operatorul de sistem relevant are dreptul de a solicita gestionarului instalației de producere a energiei electrice să-i furnizeze următoarele:

- 1) o declarație de conformitate detaliată pe puncte;
- 2) date tehnice detaliate ale unității generatoare, cu relevanță pentru racordarea la rețea, așa cum prevede operatorul de sistem relevant;
- 3) certificatele pentru echipamente eliberate de un organism de certificare autorizat în ceea ce privește unitățile generatoare, în cazul în care acestea sunt invocate ca parte a dovezilor de conformitate;
- 4) modele de simulare, în temeiul pct. 55, sbp. 3) solicitate de operatorul de sistem relevant și coordonate cu OST. Operatorul de sistem relevant transmite modelele de simulare OST;
- 5) studii care demonstrează performanțele preconizate în regim permanent și dinamic, astfel cum se prevede în secțiunile 4 și 5 din Capitolul IV, Titlul II;
- 6) detalii privind testele de conformitate preconizate, în conformitate cu Secțiunile 2, 3 din Capitolul IV, Titlul II.

94. Perioada maximă pe parcursul căreia gestionarul instalației de producere a energiei electrice poate menține statutul de NFP este de 24 de luni. Operatorul de sistem relevant este abilitat să stabilească o perioadă de valabilitate mai scurtă a NFP. O prelungire a NFP se acordă numai în cazul în care gestionarul instalației de producere a energiei electrice a înregistrat progrese semnificative în direcția realizării conformității integrale. Chestiunile nesoluționate trebuie să fie clar identificate în momentul depunerii cererii de prelungire.

95. O prelungire a perioadei în care gestionarul instalației de producție a energiei electrice poate menține statutul de NFP, dincolo de perioada stabilită la pct. 94, poate fi acordată în cazul în care operatorului de sistem relevant i se adresează o cerere de derogare înainte de expirarea perioadei respective, în conformitate cu procedura de derogare prevăzută în Titlul VI.

Secțiunea 7

Notificarea de funcționare finală pentru unitățile generatoare de tip D

96. O NFF conferă gestionarului instalației de producere a energiei electrice dreptul de a opera o unitate generatoare prin utilizarea instalației de racordare la rețeaua electrică.

97. Operatorul de sistem relevant emite o NFF după eliminarea prealabilă a tuturor incompatibilităților identificate în timpul statutului NFP și condiționat de finalizarea procesului de analiză a datelor și studiilor, în conformitate cu prezenta secțiune.

98. În scopul analizei datelor și studiilor, gestionarul instalației de producere a energiei electrice trebuie să transmită operatorului de sistem relevant următoarele:

- 1) o declarație de conformitate detaliată pe puncte;
- 2) o actualizare a datelor tehnice aplicabile, a modelelor de simulare și a studiilor menționate pct. 93, sbp. 2), 4) și 5), inclusiv utilizarea valorilor reale măsurate în timpul testelor.

Toate datele și informațiile finale se prezintă OST de către operatorul de sistem relevant.

99. Dacă se identifică o incompatibilitate în legătură cu emiterea NFF, poate fi acordată o derogare, în urma unei cereri adresate operatorului de sistem relevant, în conformitate cu procedura de derogare descrisă la Titlul VI. NFF se emite de către operatorul de sistem relevant dacă unitatea generatoare respectă dispozițiile derogării. În cazul în care cererea de derogare este respinsă, operatorul de sistem relevant are dreptul de a refuza să permită funcționarea unității generatoare până în momentul în care gestionarul instalației de producere a energiei electrice și operatorul de sistem relevant remediază incompatibilitatea și operatorul de sistem relevant consideră că unitatea generatoare este în conformitate cu dispozițiile prezentului Cod. Dacă operatorul de sistem relevant și gestionarul instalației de producere a energiei electrice nu rezolvă incompatibilitatea într-un interval de timp rezonabil, dar în niciun caz mai târziu de șase luni de la notificarea deciziei de respingere a cererii de derogare, fiecare parte poate prezenta problema spre soluționare Agenției.

Secțiunea 8

Notificarea de funcționare limitată pentru unitățile generatoare de tip D

100. Gestionarii instalațiilor generatoare a energiei electrice cărora li s-a acordat o NFF informează imediat operatorul de sistem relevant dacă apar următoarele situații:

- 1) instalația face temporar obiectul unei modificări semnificative sau al unei pierderi de capacitate care îi afectează performanța;
- 2) defecțiuni ale echipamentelor care conduc la nerespectarea unor cerințe relevante.

101. Gestionarul instalației de producere a energiei electrice solicită operatorului de sistem relevant o NFL dacă preconizează în mod rezonabil că situațiile descrise în pct. 100 durează mai mult de trei luni. Operatorul relevant de sistem informează OST despre cazurile de neconformitate și cu privire la procesul de soluționare a problemelor. Orice modificări tehnice apărute în cadrul procesului, legate de cerințele stabilite de prezentul Titlu, sunt furnizate OST.

102. Operatorul de sistem relevant emite o NFL care conține următoarele informații, clar identificabile:

- 1) problemele neremediate care justifică acordarea NFL;
- 2) responsabilitățile și calendarul pentru soluționarea avută în vedere;
- 3) o perioadă maximă de valabilitate care nu trebuie să depășească 12 luni. Perioada inițială acordată poate fi mai scurtă, cu posibilitate de prelungire dacă se prezintă dovezi considerate satisfăcătoare de către operatorul de sistem relevant care demonstrează că au fost înregistrate progrese substanțiale în vederea realizării conformității integrale.

103. NFF se suspendă în perioada de valabilitate a NFL cu luarea în considerare a aspectelor pentru care a fost emisă NFL.

104. O nouă prelungire a perioadei de valabilitate a NFL poate fi acordată în urma unei cereri de derogare adresate operatorului de sistem relevant înainte de expirarea perioadei respective, în conformitate cu procedura de derogare descrisă în Titlul VI.

105. Operatorul de sistem relevant are dreptul de a refuza să permită funcționarea unității generatoare la încetarea valabilității NFL. În astfel de cazuri, NFF se anulează automat.

106. În cazul în care operatorul de sistem relevant nu acordă o prelungire a perioadei de valabilitate a NFL în conformitate cu pct. 104 sau în cazul în care acesta refuză să permită funcționarea unității generatoare după ce NFL își încetează valabilitatea în conformitate cu pct. 105, gestionarul instalației de producere a energiei electrice poate înainta o solicitare spre soluționare Agenției în termen de șase luni de la notificarea deciziei operatorului de sistem relevant.

Capitolul IV CONFORMITATEA

Secțiunea 1 Monitorizarea conformității

Subsecțiunea 1

Responsabilitatea gestionarului instalației de producere a energiei electrice

107. Gestionarul instalației de producere a energiei electrice se asigură că fiecare unitate generatoare este conformă cu cerințele aplicabile în temeiul prezentului Cod, pe toată durata de viață a instalației. În cazul unităților generatoare de tip A, gestionarul instalației de producere a energiei electrice se poate baza pe certificatele pentru echipamente.

108. Gestionarul instalației de producere a energiei electrice transmite operatorului de sistem relevant orice modificări planificate ale capacităților tehnice ale unității generatoare care pot afecta conformitatea acesteia cu cerințele aplicabile în temeiul prezentului Cod, înainte de inițierea modificărilor respective.

109. Gestionarul instalației de producere notifică operatorului de sistem relevant orice incidente sau deficiențe de funcționare ale unei unități generatoare care afectează conformitatea acesteia cu cerințele prezentului Cod, fără întârzieri nejustificate, după apariția acestor incidente.

110. Gestionarul instalației de producere notifică operatorului de sistem relevant calendarul testelor și procedurile care trebuie urmate pentru a verifica conformitatea unității generatoare cu cerințele prezentului Cod, în timp util și înainte de începerea acestora. Operatorul de sistem relevant aprobă în prealabil calendarul testelor și procedurile. Operatorul de sistem relevant acordă în timp util această aprobare care nu poate fi refuzată în mod nejustificat.

111. Operatorul de sistem relevant poate participa la aceste teste și poate înregistra performanțele unităților generatoare.

Subsecțiunea 2 Sarcinile operatorului de sistem relevant

112. Operatorul de sistem relevant trebuie să evalueze conformitatea unei unități generatoare cu cerințele aplicabile în conformitate cu prezentul Cod, pe toată durata de viață a instalației de producere a energiei electrice. Gestionarul instalației de producere a energiei electrice este informat cu privire la rezultatul acestei evaluări. Pentru unitățile generatoare de tip A, operatorul de sistem relevant se poate baza pe certificatele pentru echipamente liberate de un organism de certificare autorizat pentru această evaluare.

113. Operatorul de sistem relevant are dreptul de a solicita gestionarului instalației de producere a energiei electrice să efectueze teste de conformitate și simulări potrivit unui calendar recurent, unui program de verificări sau după orice defecțiune, modificare sau înlocuire a echipamentelor care ar putea avea un impact asupra unității generatoare din punctul de vedere al conformității cu cerințele prezentului Cod. Gestionarul instalației de producere a energiei electrice este informat cu privire la rezultatul acestor teste de conformitate și simulări.

114. Operatorul de sistem relevant publică o listă cu informațiile și documentele care urmează a fi furnizate, precum și cu cerințele care trebuie îndeplinite de către gestionarul instalației de producere a energiei electrice în cadrul procesului de conformitate. Lista conține cel puțin următoarele informații, documente și cerințe:

- 1) toate documentele și certificatele care urmează a fi furnizate de către gestionarul instalației de producere a energiei electrice;
- 2) date tehnice detaliate ale unității generatoare, cu relevanță pentru racordarea la rețea;
- 3) cerințe de modelare pentru studiile de sistem de regim permanent și de regim dinamic;
- 4) termenele pentru furnizarea informațiilor de sistem necesare pentru efectuarea studiilor;
- 5) studii efectuate de către gestionarul instalației de producere a energiei electrice pentru a demonstra performanțele scontate în regim permanent și dinamic, în conformitate cu cerințele prevăzute la secțiunile 4 și 5 din Capitolul IV, Titlul II;
- 6) condițiile și procedurile, inclusiv domeniul de aplicare, pentru înregistrarea certificatelor pentru echipamente;
- 7) condițiile și procedurile pentru utilizarea, de către gestionarul instalației de producere a energiei electrice, a certificatelor pentru echipamente relevante eliberate de un organism de certificare autorizat.

115. Operatorul de sistem relevant publică alocarea responsabilităților între gestionarul instalației de producere a energiei electrice și operatorul de sistem în ceea ce privește testele de conformitate, simulările și monitorizarea.

116. Operatorul de sistem relevant poate delega unor terți, total sau parțial, exercitarea activității sale de monitorizare a conformității. În astfel de cazuri, operatorul de sistem relevant trebuie să continue să asigure conformitatea cu Secțiunea 6, Capitolul I din Titlul I, inclusiv prin angajamente de confidențialitate încheiate cu cesionarul.

117. Dacă încercările de conformitate sau simulările nu pot fi executate astfel cum s-a convenit între operatorul de sistem relevant și gestionarul instalației de producere a energiei electrice din motive ce pot fi atribuite operatorului de sistem relevant, atunci

acesta din urmă nu va refuza în mod nerezonabil notificarea menționată în Capitolul III, Titlul II.

Subsecțiunea 3

Dispoziții comune pentru testele de conformitate

118. Testarea performanțelor unităților generatoare individuale dintr-o instalație de producere a energiei electrice urmărește să demonstreze că cerințele prezentului Cod au fost respectate.

119. Fără a aduce atingere cerințelor minime pentru efectuarea testelor de conformitate stabilite în prezentul Cod, operatorul de sistem relevant are următoarele drepturi:

1) să permită gestionarului instalației de producere a energiei electrice să efectueze o serie de teste alternative, cu condiția ca acestea să fie eficiente și să demonstreze îndeajuns că o unitate generatoare se află în conformitate cu cerințele prezentului Cod;

2) să solicite gestionarului instalației de producere a energiei electrice să efectueze teste suplimentare sau alternative în cazurile în care informațiile furnizate operatorului de sistem relevant în ceea ce privește testele de conformitate în temeiul dispozițiilor din secțiunile 2 și 3, Capitolul IV din Titlul II nu sunt suficiente pentru a demonstra conformitatea cu cerințele prezentului Cod;

3) să solicite gestionarului instalației de producere a energiei electrice să efectueze teste adecvate pentru a demonstra performanța unei unități generatoare atunci când funcționează cu combustibili alternativi sau cu amestecuri de combustibil. Operatorul de sistem relevant și gestionarul instalației de producere a energiei electrice convin cu privire la tipurile de combustibil care trebuie folosite la teste.

120. Gestionarul instalației de producere a energiei electrice este responsabil de efectuarea testelor în conformitate cu condițiile prevăzute în secțiunile 2 și 3, Capitolul IV din Titlul II. Operatorul de sistem relevant cooperează și nu întârzie nejustificat efectuarea testelor.

121. Operatorul de sistem relevant poate participa la verificarea conformității fie la fața locului, fie de la distanță, de la centrul de comandă al operatorului de sistem. În acest scop, gestionarul instalațiilor de producere a energiei electrice trebuie să furnizeze echipamentele de monitorizare necesare pentru a înregistra toate semnalele și măsurătorile relevante, precum și să se asigure că reprezentanții gestionarului instalației de producere a energiei electrice sunt disponibili la fața locului pe întreaga perioadă de testare. Semnalele specificate de operatorul de sistem relevant trebuie să fie furnizate dacă, pentru anumite teste, operatorul de sistem dorește să utilizeze propriile echipamente pentru înregistrarea performanțelor. Operatorul de sistem relevant este singurul în măsură să decidă cu privire la participarea sa.

Subsecțiunea 4

Dispoziții comune pentru simulările de conformitate

122. Simularea performanțelor unităților generatoare individuale dintr-o instalație de producere a energiei electrice urmărește să demonstreze că cerințele prezentului Cod au fost îndeplinite.

123. În pofida cerințelor minime stabilite în prezentul Cod pentru simularea conformității, operatorul de sistem relevant poate:

1) să permită gestionarului instalației de producere a energiei electrice să efectueze o serie de simulări alternative, cu condiția ca acestea să fie eficiente și să demonstreze îndeajuns că o unitate generatoare este conformă cu cerințele prezentului Cod sau cu legislația națională;

2) să solicite gestionarului instalației de producere a energiei electrice să efectueze simulări suplimentare sau alternative în cazurile în care informațiile furnizate operatorului de sistem relevant în ceea ce privește simularea conformității în temeiul dispozițiilor din secțiunile 4 și 5, Capitolul IV din Titlul II nu sunt suficiente pentru a demonstra conformitatea cu cerințele prezentului Cod.

124. Pentru a demonstra conformitatea cu dispozițiile prezentului Cod, gestionarul instalației de producere a energiei electrice trebuie să furnizeze un raport cu rezultatele simulărilor pentru fiecare unitate generatoare din cadrul instalației de producere a energiei electrice. Gestionarul instalației generatoare a energiei electrice va realiza și furniza modelul de simulare validat pentru fiecare unitate generatoare. Tipul modelelor de simulare este prevăzut pct. 55, sbp. 3).

125. Operatorul de sistem relevant are dreptul de a verifica dacă unitatea generatoare respectă cerințele prezentului Cod, prin efectuarea propriilor simulări de conformitate pe baza rapoartelor de simulare furnizate, a modelelor utilizate în simulare și a măsurătorilor de la testele de conformitate.

126. Operatorul de sistem relevant furnizează gestionarului instalației de producere a energiei electrice datele tehnice și modelul de simulare a rețelei, în măsura în care acest lucru este necesar pentru a efectua simulările necesare în conformitate cu secțiunile 4 și 5, Capitolul IV din Titlul II.

Secțiunea 2

Teste de conformitate pentru grupurile generatoare sincrone

Subsecțiunea 1

Teste de conformitate pentru grupuri generatoare sincrone de tip B

127. Gestionarii instalațiilor generatoare a energiei electrice trebuie să efectueze teste de conformitate a răspunsului RFA-CR pentru grupurile generatoare sincrone de tip B. În locul efectuării testelor justificative, gestionarii instalațiilor de producere a energiei electrice pot utiliza certificatele pentru echipamente eliberate de un organism de certificare autorizat, sau un certificat tehnic analogic, care să demonstreze conformitatea cu cerințele relevante. Într-un astfel de caz, certificatele pentru echipamente sunt puse la dispoziția operatorului de sistem relevant.

În ceea ce privește modulele generatoare din centrale de tip B, testele pentru răspunsul RFA-CR trebuie să reflecte alegerea sistemului de reglaj solicitat de operatorul de sistem relevant.

128. Se aplică următoarele cerințe privind testarea răspunsului RFA-CR:

- 1) trebuie să fie demonstrată capacitatea tehnică a grupului generator de a modifica continuu puterea activă contribuind la reglajul frecvenței în cazul oricărei creșteri importante a frecvenței în sistem. Se verifică parametrii în regim permanent ai reglajelor, precum statismul și banda moartă, și parametrii dinamici, inclusiv răspunsul la treapta de frecvență;
- 2) testul se efectuează prin simularea unor trepte și rampe de frecvență suficient de mari pentru a declanșa o variație de cel puțin 10 % din capacitatea maximă a puterii active, luând în considerare valorile setate pentru statism și banda moartă. Dacă este necesar, semnale simulate de abatere a frecvenței vor fi introduse simultan în regulatorul de viteză și în regulatorul de putere activă din sistemele de reglaj, luând în considerare schema acestora;
- 3) testul se consideră reușit dacă sunt respectate următoarele condiții:
 - a) rezultatele testelor, în ceea ce privește parametrii statici și dinamici, întrunesc cerințele prevăzute în pct. 39;
 - b) nu apar oscilații neatenuate după răspunsul la modificările de tip treaptă.

Subsecțiunea 2

Teste de conformitate pentru grupuri generatoare sincrone de tip C

129. Pe lângă testele de conformitate pentru grupuri generatoare sincrone de tip B descrise în Subsecțiunea 1, Secțiunea 2, Capitolul IV, Titlul II, gestionarii instalațiilor de producere a energiei electrice trebuie să efectueze testele de conformitate prevăzute la pct. 130-132 și pct. 134 din prezenta Subsecțiune în ceea ce privește grupurile generatoare sincrone de tip C. În cazul în care o unitate generatoare furnizează capacitate de pornire fără sursă de tensiune din sistem, gestionarii instalațiilor de producere a energiei electrice trebuie să efectueze testele menționate în pct. 133. În locul efectuării testelor corespunzătoare, gestionarul instalației de producere a energiei electrice poate utiliza certificatele pentru echipamente eliberate de un organism de certificare autorizat, sau un certificat tehnic analogic, care ar demonstra conformitatea cu cerințele relevante. Într-un astfel de caz, certificatele pentru echipamente sunt puse la dispoziția operatorului de sistem relevant.

130. Se aplică următoarele cerințe privind testarea răspunsului RFA-SC:

- 1) se demonstrează, că unitatea generatoare este capabilă din punct de vedere tehnic să modifice continuu puterea activă în puncte de funcționare situate sub capacitatea maximă, pentru a contribui la reglajul frecvenței în cazul unei scăderi mari de frecvență în sistem;
- 2) testul se efectuează prin simularea în puncte de funcționare la putere activă corespunzătoare, a unor trepte de frecvență mici și rampe suficient de mari pentru a declanșa o variație a puterii active de cel puțin 10 % din capacitatea maximă, luând în considerare valorile setate pentru statism și banda moartă. Dacă este necesar, semnale simulate a abaterii de frecvență vor fi introduse atât în regulatorul de viteză, cât și în regulatorul de putere activă;
- 3) Testul se consideră reușit dacă sunt respectate următoarele condiții:
 - a) rezultatele testelor pentru parametrii dinamici și statici respectă dispozițiile pct. 51, sbp. 3);

b) nu apar oscilații neatenuate după răspunsul la modificările de tip treaptă.

131. Se aplică următoarele cerințe cu privire la testarea răspunsului RFA:

1) se demonstrează că unitatea generatoare este capabilă din punct de vedere tehnic să modifice continuu puterea activă pe întregul domeniu de funcționare dintre nivelul capacității maxime și nivelul minim de reglare pentru a contribui la reglajul frecvenței. Se verifică parametrii în regim permanent ai reglajelor, precum statismul și banda moartă, și parametrii dinamici, inclusiv prin răspunsul la variații treaptă de frecvență și la abateri mari și rapide de frecvență;

2) testul se efectuează prin simularea unor trepte și rampe de frecvență suficient de mari pentru a declanșa mobilizarea întregului răspuns în putere activă, pentru valorile setate pentru statism și banda moartă, precum și capacitatea de a crește sau descrește efectivă de putere activă din punctul de funcționare respectiv. Dacă este necesar, semnale simulate ale abaterii de frecvență vor fi introduse simultan în referințele regulatorului de viteză și de putere al unității sau al sistemului de control al centralei;

3) testul se consideră reușit dacă sunt respectate următoarele condiții:

a) timpul de activare a întregii puteri active ca rezultat al unei modificări a treptei de frecvență nu trebuie să depășească valoarea prevăzută în pct. 51, sbp. 4);

b) nu apar oscilații neatenuate după răspunsul la modificările de tip treaptă;

c) timpul de întârziere inițial este conform cu pct. 51, sbp. 4);

d) setările pentru statism sunt disponibile în domeniul stabilit în pct. 51, sbp. 4), iar banda moartă (pragul) nu este mai mare decât valoarea specificată în Subsecțiunea 3, Secțiunea 1, Capitolul II din Titlul II;

e) insensibilitatea răspunsului frecvență/putere activă în orice punct de funcționare relevant nu depășește cerințele prevăzute în pct. 51, sbp. 4).

132. În ceea ce privește testarea capacității de reglaj pentru restabilirea frecvenței, se aplică următoarele cerințe:

1) trebuie demonstrată capacitatea tehnică a unității generatoare privind participarea la reglajul restabilirii frecvenței verificându-se legătura dintre RFA și reglajul restabilirii frecvenței;

2) testul va fi considerat reușit dacă rezultatele pentru parametrii dinamici și statici respectă dispozițiile pct. 51, sbp. 5).

133. În ceea ce privește testarea capacității de pornire fără sursă de tensiune din sistem, se aplică următoarele cerințe:

1) pentru unitățile generatoare cu capacitate de pornire fără sursă de tensiune din sistem, trebuie demonstrată această capacitate tehnică de a porni din starea de oprire fără nici o sursă externă de alimentare cu energie;

2) testul se consideră reușit dacă timpul de pornire este menținut în intervalul prevăzut în pct. 54, sbp. 1), lit. c).

134. În ceea ce privește testarea izolării pe servicii proprii, se aplică următoarele cerințe:

1) trebuie demonstrată capacitatea tehnică a unității generatoare de a se izola pe servicii proprii și de a funcționa stabil pe serviciile alimentate;

- 2) testul se realizează la capacitatea maximă și la puterea reactivă nominală a unității generatoare înainte de izolare;
 - 3) operatorul de sistem relevant trebuie să aibă dreptul de a stabili condiții suplimentare, luând în considerație pct. 54, sbp. 3);
 - 4) testul este considerat reușit în cazul, în care trecerea pe servicii proprii a reușit, funcționarea cu aceasta a fost demonstrată în intervalul de timp prevăzut în pct. 54, sbp. 3), iar resincronizarea la rețea a fost realizată cu succes.
135. În ceea ce privește testarea capacității de producere de putere reactivă, se aplică următoarele cerințe:

- 1) trebuie demonstrată capacitatea tehnică a unității generatoare în ceea ce privește capacitatea de furnizare a puterii reactive capacitive și inductive în conformitate cu pct. 64, sbp. 2) și 3);
- 2) testul se consideră reușit dacă sunt respectate următoarele condiții:
 - a) unitatea generatoare funcționează cel puțin o oră la puterea reactivă maximă, inductivă și capacitivă, la:
 - nivelul minim de funcționare stabilă;
 - capacitatea maximă;
 - un punct de funcționare în putere activă, între nivelurile minime și maxime respective;
 - b) trebuie demonstrată capacitatea unității generatoare de a funcționa la orice valoare de referință a puterii reactive din domeniul convenit sau stabilit al puterii reactive.

Subsecțiunea 3

Teste de conformitate pentru grupuri generatoare sincrone de tip D

136. Grupurile generatoare sincrone de tip D sunt supuse testelor de conformitate aplicabile grupurilor generatoare sincrone de tip B și C descrise în Subsecțiunile 1 și 2 din prezenta secțiune.
137. În locul efectuării testelor corespunzătoare, gestionarul instalației de producere a energiei electrice poate utiliza certificatele pentru echipamente eliberate de un organism de certificare autorizat, sau un certificat tehnic analogic, care ar demonstra conformitatea cu cerințele relevante. Într-un astfel de caz, certificatele pentru echipamente sunt puse la dispoziția operatorului de sistem relevant.

Secțiunea 3

Teste de conformitate pentru modulele generatoare din centrală

Subsecțiunea 1

Teste de conformitate pentru modulele generatoare de tip B

138. Gestionarii instalațiilor de producere a energiei electrice trebuie să efectueze teste de conformitate a răspunsului RFA-CR în ceea ce privește modulele generatoare din centrale de tip B. În locul efectuării testelor corespunzătoare, gestionarul instalației de producere a energiei electrice poate utiliza certificatele pentru echipamente eliberate de un organism de certificare autorizat, sau un certificat tehnic analogic, care ar

demonstra conformitatea cu cerințele relevante. Într-un astfel de caz, certificatele pentru echipamente sunt puse la dispoziția operatorului de sistem relevant.

139. În ceea ce privește modulele generatoare din centrale de tip B, testele pentru răspunsul RFA-CR trebuie să reflecte alegerea sistemului de reglaj solicitat de operatorul de sistem relevant.

140. În ceea ce privește testele pentru răspunsul RFA-CR, se aplică următoarele cerințe:

- 1) se demonstrează capacitatea tehnică a modulului generator din centrală de a ajusta continuu puterea activă pentru a contribui la reglajul frecvenței în cazul unei creșteri a frecvenței sistemului. Se verifică parametrii în regim permanent și dinamici ai reglajului, precum statismul și banda moartă;
- 2) testul se efectuează prin simularea unor trepte și rampe de frecvență suficient de mari pentru a declanșa o variație de cel puțin 10 % din capacitatea maximă a puterii active, luând în considerare valorile setate pentru statism și banda moartă. Pentru efectuarea acestui test, în referințele sistemului de control se injectează simultan semnale simulate de deviere a frecvenței.
- 3) Testul este considerat reușit dacă rezultatele pentru parametrii dinamici și permanenți respectă dispozițiile din pct. 39.

Subsecțiunea 2

Teste de conformitate pentru modulele generatoare de tip C

141. Pe lângă testele de conformitate pentru modulele generatoare din centrală de tip B descrise în Subsecțiunea 1, Secțiunea 3, Capitolul IV, Titlul II, gestionarii instalațiilor de producere a energiei electrice trebuie să efectueze testele de conformitate prevăzute de pct. 142-149 în ceea ce privește modulele generatoare din centrală de tip C. În locul efectuării testelor corespunzătoare, gestionarul instalației de producere a energiei electrice poate utiliza certificatele pentru echipamente eliberate de un organism de certificare autorizat, sau un certificat tehnic analogic, care ar demonstra conformitatea cu cerințele relevante. Într-un astfel de caz, certificatul pentru echipamente este pus la dispoziția operatorului de sistem relevant.

142. În ceea ce privește testarea pentru reglajului puterii active și domeniul de reglaj, se aplică următoarele cerințe:

- 1) trebuie demonstrată capacitatea tehnică a modulului de generare de a funcționa la o putere activă sub valoarea prestabilită cu operatorul de sistem relevant sau de OST, la o valoare de referință;
- 2) testul se consideră reușit dacă sunt respectate următoarele condiții:
 - a) nivelul de putere activă al modulului este menținut sub valoarea stabilită;
 - b) valoarea de referință este implementată în conformitate cu cerințele prevăzute la pct. 51, sbp. 1);
 - c) acuratețea reglajului este conformă cu valoarea specificată în pct. 51, sbp. 1).

143. În ceea ce privește testele pentru răspunsul RFA-SC, se aplică următoarele cerințe:

- 1) trebuie să fie demonstrată capacitatea tehnică a modulului de generare de a-și modifica continuu puterea activă și de a contribui la reglajul frecvenței în cazul unei scăderi importante a frecvenței în sistem;
- 2) testul se efectuează prin simularea unor trepte și rampe de frecvență suficient de mari pentru a determina o variație de cel puțin 10 % din capacitatea maximă a puterii active pornind de la o putere activă care nu depășește 80 % din capacitatea maximă, luând în considerare valorile setate pentru statism și banda moartă;
- 3) testul se consideră reușit dacă sunt respectate următoarele condiții:
 - a) rezultatele testelor pentru parametrii dinamici și statici respectă cerințele din pct. 51, sbp. 3);
 - b) nu apar oscilații neatenuate după răspunsul la modificările de tip treaptă.

144. În ceea ce privește testarea răspunsului RFA, se aplică următoarele cerințe:

- 1) se demonstrează că modulul de generare este capabil din punct de vedere tehnic să modifice continuu puterea activă pe întregul interval de funcționare dintre nivelul capacității maxime și nivelul minim de reglare pentru a contribui la reglajul frecvenței. Se verifică parametrii în regim permanent ai reglajelor, precum insensibilitatea, statismul, banda moartă și domeniul de reglaj, precum și parametrii dinamici, inclusiv răspunsul la modificarea treptei de frecvență;
- 2) testul se efectuează prin simularea unor trepte și rampe de frecvență suficient de mari pentru a declanșa întregul răspuns în putere activă, luând în considerare valorile setate pentru statism și banda moartă. Pentru efectuarea testului, vor fi introduse semnale simulate de abatere de frecvență;
- 3) testul se consideră reușit dacă sunt respectate următoarele condiții:
 - a) timpul de activare a întregii puteri active ca răspuns la abaterea de frecvență ca rezultat al modificării treptei de frecvență nu trebuie să depășească valoarea prevăzută în pct. 51, sbp. 4);
 - b) nu apar oscilații neatenuate după răspunsul la modificările de tip treaptă;
 - c) timpul de întârziere inițial este conform cu pct. 51, sbp. 4);
 - d) valorile setate pentru statism sunt posibile în domeniul stabilit în pct. 51, sbp. 4), iar banda moartă nu este mai mare decât valoarea stabilită de OST;
 - e) insensibilitatea răspunsului la frecvență al puterii active nu depășește cerințele prevăzute în pct. 51, sbp. 4).

145. În ceea ce privește testarea capacității de reglaj pentru restabilire a frecvenței, se aplică următoarele cerințe:

- 1) trebuie demonstrată capacitatea tehnică a modulului generator de a participa la reglajul restabilirii frecvenței. Trebuie verificată legătura dintre RFA și reglajul restabilirii frecvenței;
- 2) testul va fi considerat reușit dacă rezultatele pentru parametrii dinamici și statici respectă dispozițiile în pct. 51, sbp. 5).

146. În ceea ce privește testarea capacității de producere de putere reactivă, se aplică următoarele cerințe:

- 1) trebuie demonstrată capacitatea tehnică a modulului generator privind furnizarea puterii reactive capacitive și inductive în conformitate cu pct. 73, sbp. 2) și 3);

2) testul se efectuează la puterea reactivă maximă, inductivă și capacitivă, și verifică următorii parametri:

- a) funcționare la mai mult de 60 % din capacitatea maximă timp de 30 de minute;
- b) funcționare în domeniul 30-50 % din capacitatea maximă timp de 30 de minute;
- c) funcționare în domeniul 10-20 % din capacitatea maximă timp de 60 de minute;

3) testul se consideră reușit dacă sunt respectate următoarele condiții:

- a) modulul generator funcționează pentru o perioadă mai mare sau egală cu durata prevăzută pentru producerea puterii reactive maxime, inductivă și capacitivă, la fiecare parametru menționat la pct. 146, sbp. 2);
- b) trebuie demonstrată capacitatea modulului generator de a realiza orice valoare de referință a puterii reactive din domeniul convenit sau stabilit al puterii reactive;
- c) nu are loc niciun demaraj, nici o acțiune de protecție în domeniul de funcționare definit de diagrama de capabilitate a puterii reactive.

147. În ceea ce privește testarea capacității de reglaj al tensiunii, se aplică următoarele cerințe:

1) trebuie demonstrată capacitatea modulului generator de a funcționa în modul de reglaj menționat în condițiile prevăzute în pct. 73, sbp. 4), lit. b), c) și d);

2) testul pentru modul de reglaj al tensiunii verifică următorii parametri:

- a) rampa și banda moartă implementate în conformitate cu pct. 73, sbp. 4), lit. c);
- b) acuratețea reglajului;
- c) insensibilitatea reglajului;
- d) timpul de activare a puterii reactive;

3) testul se consideră reușit dacă sunt respectate următoarele condiții:

- a) domeniul de reglaj, statismul și banda moartă setabile respectă parametrii caracteristici conveniți sau stabiliți, prevăzuți în pct. 73, sbp. 4);
- b) insensibilitatea reglajului de tensiune nu este mai mare de 0,01 pu, în conformitate cu pct. 73, sbp. 4);
- c) după o modificare a treptei de tensiune, 90 % din variația de putere reactivă a fost realizată în intervalele și cu toleranțele menționate în pct. 73, sbp. 4).

148. În ceea ce privește testarea reglajului puterii reactive, se aplică următoarele cerințe:

1) trebuie demonstrată capacitatea modulului generator de a funcționa în modul de reglaj al puterii reactive, în condițiile prevăzute în pct. 73, sbp. 4), lit. e);

2) testul pentru modul de reglaj al puterii reactive trebuie să vină în completarea testului pentru capacitatea de livrare a puterii reactive;

3) testul pentru modul de reglaj al puterii reactive verifică următorii parametri:

- a) domeniul și gradientul referinței de putere reactivă;
- b) acuratețea reglajului;
- c) timpul de activare a puterii reactive;

4) testul se consideră reușit dacă sunt respectate următoarele condiții:

- a) domeniul și gradientul referinței de putere reactivă sunt asigurate în conformitate cu pct. 73, sbp. 4);
- b) acuratețea reglajului respectă condițiile specificate în pct. 73, sbp. 4).

149. În ceea ce privește testarea reglajului factorului de putere, se aplică următoarele cerințe:

- 1) trebuie demonstrată capacitatea modulului generator de a funcționa în modul de reglaj al factorului de putere, în condițiile prevăzute în pct. 73, sbp. 4), lit. f);
 - 2) testul pentru modul de reglaj al factorului de putere verifică următorii parametri:
 - a) domeniul valorii de referință a factorului de putere;
 - b) acuratețea reglajului;
 - c) răspunsul puterii reactive declanșat la modificarea treaptă de putere activă;
 - 3) testul se consideră reușit dacă sunt respectate cumulativ următoarele condiții:
 - a) domeniul și gradientul valorii de referință a factorului de putere sunt asigurate în conformitate cu pct. 73, sbp. 4);
 - b) timpul de activare a puterii reactive ca rezultat al modificării trepte de putere activă nu depășește cerința prevăzută în pct. 73, sbp. 4);
 - c) acuratețea reglajului este conformă cu valoarea specificată în pct. 73, sbp. 4).
150. În ceea ce privește testele menționate în pct. 147-149, operatorul de sistem relevant nu poate selecta decât una dintre cele trei opțiuni de control pentru încercare.

Subsecțiunea 3

Teste de conformitate pentru modulele generatoare de tip D

151. Modulele generatoare de tip D sunt supuse testelor de conformitate aplicabile modulelor generatoare din centrale de tip B și C, în conformitate cu condițiile prevăzute în Subsecțiunile 1 și 2 din prezenta secțiune.

152. În locul efectuării testelor corespunzătoare, gestionarul instalației de producere a energiei electrice poate utiliza certificatele pentru echipamente eliberate de un organism de certificare autorizat, sau un certificat tehnic analogic, care ar demonstra conformitatea cu cerințele relevante. Într-un astfel de caz, certificatele pentru echipamente sunt puse la dispoziția operatorului de sistem relevant.

Secțiunea 4

Simulări privind conformitatea pentru grupurile generatoare sincrone

Subsecțiunea 1

Simulări privind conformitatea pentru grupurile generatoare sincrone de tip B

153. Gestionarii instalațiilor de producere a energiei electrice trebuie să efectueze simulări ale răspunsului RFA-CR pentru grupurile generatoare sincrone de tip B. În locul efectuării simulărilor corespunzătoare, gestionarul instalației de producere a energiei electrice poate utiliza certificatele pentru echipamente eliberate de un organism de certificare autorizat, sau un certificat tehnic analogic, care ar demonstra conformitatea cu cerințele relevante. Într-un astfel de caz, certificatele pentru echipamente sunt puse la dispoziția operatorului de sistem relevant.

154. În ceea ce privește simularea răspunsului RFA-CR, se aplică următoarele cerințe:

- 1) trebuie demonstrată capacitatea unității generatoare de a modifica puterea activă la creșterea frecvenței, în conformitate cu pct. 39, prin simulare;

- 2) simularea se efectuează prin intermediul unor trepte și rampe de frecvență la creștere care să conducă la atingerea nivelului minim de reglaj, luând în considerare valorile setate de statism și banda moartă;
 - 3) simularea se consideră reușită în cazul în care:
 - a) modelul utilizat în simularea unității generatoare este validat în raport cu testul de conformitate pentru răspunsul RFA-CR descris în pct. 128;
 - b) respectarea cerinței prevăzute în pct. 39 este demonstrată.
155. În ceea ce privește simularea capacității de trecere peste defect a grupurilor generatoare sincrone de tip B, se aplică următoarele cerințe:
- 1) trebuie demonstrată capacitatea unității generatoare de a trece peste defect în conformitate cu condițiile prevăzute în pct. 47, sbp. 1), prin simulare;
 - 2) simularea se consideră reușită dacă respectarea cerinței prevăzute în pct. 47, sbp. 1) este demonstrată.
156. În ceea ce privește simularea pentru restabilirea puterii active după defect, se aplică următoarele cerințe:
- 1) trebuie demonstrată capacitatea unității generatoare de a restabili puterea activă după defect, menționată în condițiile prevăzute în pct. 62;
 - 2) simularea se consideră reușită dacă respectarea cerinței prevăzute în pct. 62 este demonstrată.

Subsecțiunea 2

Simulări privind conformitatea pentru grupurile generatoare sincrone de tip C

157. Pe lângă simulările privind conformitatea pentru grupurile generatoare sincrone de tip B prevăzute la Subsecțiunea 1, Secțiunea 4, Capitolul IV, Titlul II, grupurile generatoare sincrone de tip C trebuie supuse simulărilor detaliate în pct. 158-161. În locul efectuării unora sau a tuturor simulărilor, gestionarul instalației de producere a energiei electrice poate utiliza certificatele pentru echipamente eliberate de un organism de certificare autorizat, sau un certificat tehnic analogic, care ar demonstra conformitatea cu cerințele relevante certificate, pe care trebuie să le prezinte operatorului de sistem relevant.

158. În ceea ce privește simularea răspunsului RFA-SC, se aplică următoarele cerințe:
- 1) trebuie demonstrată capacitatea unității generatoare de a modifica puterea activă la scăderea frecvenței, în conformitate cu pct. 51, sbp. 3);
 - 2) simularea se efectuează prin intermediul unor trepte și rampe de frecvență la scădere care să conducă la atingerea capacității maxime, luând în considerare valorile setate de statism și banda moartă;
 - 3) simularea se consideră reușită în cazul în care:
 - a) modelul utilizat în simularea unității generatoare este validat în raport cu testul de conformitate pentru răspunsul RFA-SC descris în pct. 130;
 - b) respectarea cerinței prevăzute în pct. 51, sbp. 3) este demonstrată.
159. În ceea ce privește simularea răspunsului RFA, se aplică următoarele cerințe:
- 1) trebuie demonstrată capacitatea unității generatoare de a modifica puterea activă pe întregul domeniu de frecvență, în conformitate cu pct. 51, sbp. 4);

- 2) simularea se efectuează prin simularea unor trepte și rampe de frecvență suficient de mari pentru a determina întregul răspuns în putere activă la abaterea de frecvență, luând în considerare valorile setate pentru statism și banda moartă;
 - 3) simularea se consideră reușită în cazul în care:
 - a) modelul de simulare al unității generatoare este validat în raport cu testul de conformitate pentru răspunsul RFA descris în pct. 131;
 - b) respectarea cerinței prevăzute în pct. 51, sbp. 4) este demonstrată.
160. În ceea ce privește simularea funcționării în regim insularizat, se aplică următoarele cerințe:
- 1) trebuie demonstrată performanța unității generatoare în timpul funcționării în regim insularizat menționată în condițiile prevăzute în pct. 54, sbp. 2);
 - 2) simularea se consideră reușită dacă unitatea generatoare reduce sau crește puterea activă din punctul de funcționare anterior în orice punct nou de funcționare de pe diagrama de capabilitate P-Q în limitele stabilite în pct. 54, sbp. 2), fără deconectarea unității generatoare din cauza frecvenței scăzute sau crescute.
161. În ceea ce privește simularea capabilității de producere de putere reactivă, se aplică următoarele cerințe:
- 1) trebuie demonstrată capacitatea unității generatoare în ceea ce privește furnizarea puterii reactive capacitive și inductive în conformitate cu condițiile stabilite în pct. 64, sbp. 2) și 3);
 - 2) simularea se consideră reușită dacă sunt respectate următoarele condiții:
 - a) modelul de simulare al unității generatoare este validat în raport cu testele de conformitate pentru capacitatea de furnizare de putere reactivă descrise în pct. 135;
 - b) respectarea cerințelor prevăzute în pct. 64, sbp. 2) și 3) este demonstrată.

Subsecțiunea 3

Simulări privind conformitatea pentru grupurile generatoare sincrone de tip D

162. Pe lângă simulările privind conformitatea pentru grupurile generatoare sincrone de tip B și C prevăzute în Subsecțiunile 1 și 2, Secțiunea 4, Capitolul IV, Titlul II, cu excepția simulării capacității de trecere peste defect a grupurilor generatoare sincrone de tip B menționate la pct. 155, grupurile generatoare sincrone de tip D sunt supuse simulărilor privind conformitatea cu cerințele prevăzute în pct. 163 și 164. În locul efectuării unora sau a tuturor simulărilor, gestionarul instalației de producere a energiei electrice poate utiliza certificatele pentru echipamente eliberate de un organism de certificare autorizat, sau un certificat tehnic analogic, care ar demonstra conformitatea cu cerințele relevante, certificate pe care trebuie să le prezinte operatorului de sistem relevant.

163. În ceea ce privește simularea privind amortizarea oscilațiilor de putere, se aplică următoarele cerințe:

- 1) trebuie să se demonstreze performanțele unității generatoare din punct de vedere al sistemului său de reglaj (performanța PSS) sunt capabile să amortizeze oscilațiile de putere activă în conformitate cu condițiile stabilite la pct. 66;

2) acordarea trebuie să conducă la îmbunătățirea amortizării răspunsului în putere activă corespunzătoare RAT în combinație cu funcția PSS, față de răspunsul în putere activă a unui RAT singur;

3) simularea se consideră reușită dacă sunt respectate cumulativ următoarele condiții:

a) funcția PSS amortizează oscilațiile de putere activă ale unității generatoare într-un domeniu de frecvență specificat de către OST. Acest domeniu de frecvență includ frecvențele unității generatoare în mod local și oscilațiile specificate ale rețelei;

b) o reducere bruscă a puterii unității generatoare de la 1 p.u. la 0,6 p.u. din capacitatea maximă nu conduce la oscilații neamortizate ale puterii reactive sau active a unității generatoare.

164. În ceea ce privește simularea capacității de trecere peste defect a grupurilor generatoare sincrone de tip D, se aplică următoarele cerințe:

1) trebuie demonstrată capacitatea unității generatoare de a furniza capacitatea de trecere peste defect în conformitate cu pct. 58, sbp. 1);

2) simularea se consideră reușită dacă respectarea cerinței prevăzute la pct. 58, sbp. 1) este demonstrată.

Secțiunea 5

Simulări privind conformitatea pentru modulele generatoare din centrală

Subsecțiunea 1

Simulări privind conformitatea pentru modulele generatoare de tip B

165. Modulele generatoare de tip B se supun testelor de conformitate conform pct. 166-169. În locul efectuării unora sau a tuturor simulărilor, gestionarul instalației de producere a energiei electrice poate utiliza certificatele pentru echipamente eliberate de un organism de certificare autorizat, sau un certificat tehnic analogic, care ar demonstra conformitatea cu cerințele relevante, certificat pe care trebuie să le prezinte operatorului de sistem relevant.

166. În ceea ce privește simularea răspunsului RFA-CR, se aplică următoarele cerințe:

1) trebuie demonstrată capacitatea modulului generator din centrală de a modifica puterea activă la creșteri de frecvență, în conformitate cu pct. 39;

2) simularea se efectuează prin intermediul unor trepte și rampe de frecvență la creștere care să conducă la atingerea nivelului minim de reglaj, luând în considerare valorile setate de statism și banda moartă;

3) simularea se consideră reușită în cazul în care:

a) modelul utilizat pentru simularea modulului generator din centrală este validat în raport cu testul de conformitate pentru răspunsul RFA-CR stabilit la pct. 140;

b) respectarea cerinței prevăzute la pct. 39 este demonstrată.

167. În ceea ce privește simularea injecției componentei tranzitorii a curentului de defect, se aplică următoarele cerințe:

1) trebuie demonstrată capacitatea modulului generator din centrală în ceea ce privește furnizarea și injectarea componentei tranzitorii a curentului de defect în conformitate cu condițiile stabilite la pct. 69, sbp. 2);

2) simularea se consideră reușită dacă respectarea cerinței prevăzute la pct. 69, sbp. 2) este demonstrată.

168. În ceea ce privește simularea capacității de trecere peste defect a modulelor generatoare de tip B, se aplică următoarele cerințe:

1) trebuie demonstrată capacitatea modulului generator de a trece peste defect în conformitate cu pct. 47, sbp. 1), prin simulare;

2) simularea se consideră reușită dacă respectarea cerinței prevăzute la pct. 47, sbp. 1) este demonstrată.

169. În ceea ce privește simularea restabilirii puterii active după defect, se aplică următoarele cerințe:

1) trebuie demonstrată capacitatea modulului generator de a asigura restabilirea puterii active după defect, în conformitate cu condițiile prevăzute la pct. 70;

2) simularea se consideră reușită dacă respectarea cerinței prevăzute la pct. 70 este demonstrată.

Subsecțiunea 2

Simulări privind conformitatea pentru modulele generatoare de tip C

170. Pe lângă simulările privind conformitatea pentru modulele generatoare de tip B prevăzute la Subsecțiunea 1 din prezenta secțiune, modulele generatoare de tip C trebuie supuse simulărilor de conformitate prevăzute la pct. 171-176. În locul efectuării unora sau a tuturor simulărilor, gestionarul instalației de producere a energiei electrice poate utiliza certificatele pentru echipamente eliberate de un organism de certificare autorizat, sau un certificat tehnic analogic, care ar demonstra conformitatea cu cerințele relevante, certificate pe care trebuie să le prezinte operatorului de sistem relevant.

171. În ceea ce privește simularea răspunsului RFA-SC, se aplică următoarele cerințe:

1) trebuie demonstrată capacitatea modulului generator de a modifica puterea activă la scăderea frecvenței, în conformitate cu pct. 51, sbp. 3);

2) simularea se efectuează prin simularea unor trepte și rampe de joasă frecvență la scădere care să conducă la atingerea capacității maxime, luând în considerare valorile setate de statism și banda moartă;

3) simularea se consideră reușită în cazul în care:

a) modelul utilizat pentru simularea modulului generator din centrală este validat în raport cu testul de conformitate pentru răspunsul RFA-SC stabilit la pct. 143;

b) respectarea cerinței prevăzute la pct. 51, sbp. 3) este demonstrată.

172. În ceea ce privește simularea răspunsului RFA, se aplică următoarele cerințe:

1) trebuie demonstrată capacitatea modulului generator de a modifica puterea activă pe întregul domeniu de frecvență, în conformitate cu pct. 51, sbp. 4);

2) simularea se efectuează prin simularea unor trepte și rampe de frecvență suficient de mari pentru a determina întregul răspuns în putere activă la abaterea de frecvență, luând în considerare valorile setate pentru statism și banda moartă;

3) simularea se consideră reușită în cazul în care:

a) modelul utilizat pentru simularea modulului generator din centrală este validat în raport cu testul de conformitate pentru răspunsul RFA stabilit la pct. 144;

b) respectarea cerinței prevăzute la pct. 51, sbp. 4) este demonstrată.

173. În ceea ce privește simularea funcționării în regim insularizat, se aplică următoarele cerințe:

1) trebuie demonstrată performanța modulului generator în timpul funcționării în regim insularizat în conformitate cu condițiile prevăzute la pct. 54, sbp. 2);

2) simularea se consideră reușită dacă modulul generator reduce sau crește puterea activă din punctul de funcționare anterior în orice punct nou de funcționare al diagramei de capacitate P-Q și în limitele stabilite la pct. 54, sbp. 2), fără deconectare din cauza valorilor crescute sau scăzute ale frecvenței.

174. În ceea ce privește simularea capacității de furnizare a inerției sintetice, se aplică următoarele cerințe:

1) trebuie demonstrat modelul capacității modului generator de a furniza inerție artificială în cazul unui eveniment de frecvență scăzută, astfel cum se prevede la pct. 72, sbp. 1);

2) simularea se consideră reușită dacă modelul demonstrează că respectă cerințele prevăzute la pct. 72.

175. În ceea ce privește simularea capacității de producere a puterii reactive, se aplică următoarele cerințe:

1) trebuie demonstrată capacitatea modulului generator în ceea ce privește capacitatea de furnizare a puterii reactive capacitive și inductive în conformitate cu pct. 73, sbp. 2) și 3);

2) simularea se consideră reușită dacă sunt respectate cumulativ următoarele condiții:

a) modelul de simulare al modulului generator este validat în raport cu testele de conformitate pentru capacitatea de furnizare a puterii reactive stabilite la pct. 146;

b) respectarea cerințelor prevăzute la pct. 73, sbp. 2) și 3) este demonstrată.

176. În ceea ce privește simularea amortizării oscilațiilor de putere, se aplică următoarele cerințe:

1) modelul modulului generator trebuie să demonstreze că acesta poate amortiza oscilațiile de putere activă în conformitate cu pct. 73, sbp. 6);

2) simularea se consideră reușită dacă modelul demonstrează conformitatea cu condițiile descrise la pct. 73, sbp. 6).

Subsecțiunea 3

Simulări privind conformitatea pentru modulele generatoare de tip D

177. Pe lângă simulările de conformitate pentru modulele generatoare de tip B și C prevăzute la Subsecțiunile 1 și 2, Secțiunea 5, Capitolul IV, Titlul II, cu excepția capacității de trecere peste a modulelor generatoare de tip B menționate la pct. 168, modulele generatoare de tip D sunt supuse simulărilor privind conformitatea pentru capacitatea de trecere peste defect.

178. În locul efectuării unora sau a tuturor simulărilor menționate la pct. 177, gestionarul instalației de producere a energiei electrice poate utiliza certificatele pentru

echipamente eliberate de un organism de certificare autorizat, sau un certificat tehnic analogic, care ar demonstra conformitatea cu cerințele relevante, certificate pe care trebuie să le prezinte operatorului de sistem relevant.

179. Modelul modulului generator trebuie să demonstreze că acesta poate fi utilizat pentru simularea capacității de trecere peste defect în conformitate cu pct. 58, sbp. 1).

180. Simularea se consideră reușită dacă modelul demonstrează că respectă cerințele prevăzute la pct. 58, sbp. 1).

Capitolul V

DISPOZIȚII TRANZITORII PENTRU TEHNOLOGIILE EMERGENTE

Secțiunea 1

Tehnologii emergente

181. Cu excepția prevederilor secțiunii 2, Capitolul III din Titlul II, dispozițiile din prezentul Cod nu se aplică unităților generatoare clasificate drept tehnologie emergentă în conformitate cu procedurile stabilite în prezentul capitol.

182. O unitate generatoare este eligibilă pentru a fi clasificată drept tehnologie emergentă în conformitate cu Secțiunea 4 din prezentul Capitol, în următoarele condiții:

- 1) este de tipul A;
- 2) pentru unitățile generatoare tehnologia este disponibilă pe piață;
- 3) vânzările cumulate ale tehnologiei unității generatoare într-o zonă sincronă în momentul depunerii cererii pentru încadrarea ca tehnologie emergentă nu depășește 25 % din nivelul maxim al capacității maxime cumulate stabilite în conformitate cu pct. 183.

Secțiunea 2

Stabilirea nivelelor limită de încadrare ca tehnologie emergentă

183. Nivelul maxim al capacității maxime cumulate a unităților generatoare încadrate la tehnologii emergente într-o zonă sincronă este de 0,1 % din consumul maxim anual în 2014 în respectiva zonă sincronă.

184. Nivelul maxim al capacității maxime cumulate a unităților generatoare încadrate la tehnologii emergente se calculează prin înmulțirea nivelului maxim al capacității maxime cumulate a unităților generatoare încadrate ca tehnologii emergente cu raportul dintre energia electrică produsă în 2014 în Republica Moldova și totalul energiei electrice produse în 2014 în zona sincronă respectivă din care Republica Moldova face parte.

Secțiunea 3

Cererea de încadrare ca tehnologie emergentă

185. În termen de șase luni de la intrarea în vigoare a prezentului Cod, fabricanții unităților generatoare de tip A pot depune la Agenție o cerere de încadrare a tehnologiei utilizate la unitatea lor generatoare ca tehnologie emergentă.

186. În legătură cu o cerere depusă în temeiul pct. 185, fabricantul informează Agenția cu privire la vânzările cumulate ale respectivei tehnologii aplicate la unitățile generatoare din fiecare zonă sincronă la momentul depunerii cererii de încadrare ca tehnologie emergentă.

187. Fabricantul trebuie să furnizeze dovada că o cerere depusă în temeiul pct. 185 respectă criteriile de eligibilitate stabilite Secțiunile 1 și 2, Capitolul V, Titlul II.

Secțiunea 4

Evaluarea și aprobarea cererilor de încadrare ca tehnologie emergentă

188. În termen de 12 luni de la intrarea în vigoare a prezentului Cod, Agenția decide, ce unități generatoare pot fi încadrate ca tehnologie emergentă. Agenția este în drept să solicite un aviz prealabil din partea Comitetului de Reglementare al Comunității Energetice, care se emite în termen de trei luni de la primirea cererii. Decizia Agenției ia în considerare avizul Comitetului de Reglementare al Comunității Energetice.

189. Lista cu unitățile generatoare aprobate ca tehnologii emergente se publică de Agenție.

Secțiunea 5

Retragerea încadrării ca tehnologie emergentă

190. De la data deciziei Agenției emisă în temeiul pct. 188, producătorul unităților generatoare încadrate ca tehnologie emergentă prezintă Agenției, o dată la două luni, o situație actualizată a vânzărilor de astfel de unități în ultimele două luni. Agenția publică capacitatea maximă cumulată a unităților generatoare încadrate ca tehnologii emergente.

191. În cazul în care capacitatea maximă cumulată a unităților generatoare încadrate ca tehnologii emergente racordate la rețele depășește pragul stabilit în Secțiunea 2 din prezentul Capitol, încadrarea ca tehnologie emergentă se retrage de către Agenție. Decizia de retragere se publică.

192. Unitățile generatoare încadrate ca tehnologii emergente și racordate la rețea înainte de data retragerii respectivei încadrări ca tehnologie emergentă sunt considerate ca unități generatoare existente și, prin urmare, intră sub incidența cerințelor din prezentul Cod numai în temeiul dispozițiilor punctului 5 și Titlului V.

Titlul III
RACORDAREA LOCURILOR DE CONSUM, INSTALAȚIILOR DE
DISTRIBUȚIE ȘI SISTEMELOR DE DISTRIBUȚIE LA REȚEAUA
ELECTRICĂ DE TRANSPORT

Capitolul I
PREVEDERI GENERALE

Secțiunea 1
Scopul

193. Prezentul Titlu stabilește cerințele pentru racordarea la rețeaua electrică a:

- 1) locurilor de consum racordate la rețeaua electrică de transport;
- 2) instalațiilor de distribuție racordate la rețeaua electrică de transport;
- 3) rețelelor de distribuție, inclusiv a sistemelor de distribuție închise;
- 4) unităților consumatoare utilizate de un loc de consum sau de un sistem de distribuție închis pentru a furniza servicii de consum comandabil către operatorii de sistem relevanți și OST.

194. Prezentul Titlu stabilește obligații pentru asigurarea faptului că operatorii de sistem utilizează adecvat capacitățile locurilor de consum și ale rețelelor de distribuție, într-un mod transparent și nediscriminatoriu.

Secțiunea 2
Domeniu de aplicare

195. Cerințele privind racordarea prevăzute de prezentul Titlu se aplică:

- 1) locurilor de consum noi racordate la rețeaua electrică de transport;
- 2) instalațiilor de distribuție noi racordate la rețeaua electrică de transport;
- 3) rețelelor electrice de distribuție noi, inclusiv sistemelor de distribuție închise noi;
- 4) unităților consumatoare noi utilizate de un loc de consum sau de un sistem de distribuție închis pentru a furniza servicii de consum comandabil către operatorii de sistem relevanți și OST.

Operatorul de sistem relevant refuză să permită racordarea unui nou loc de consum la rețeaua electrică de transport, a unei noi instalații de distribuție la rețeaua electrică de transport sau a unei noi rețele electrice de distribuție care nu respectă cerințele prevăzute în prezentul Titlu și care nu sunt acoperite de o derogare acordată de către Agenție în temeiul Capitolului I din Titlul VI. Operatorul de sistem relevant comunică în scris acest refuz, motivând gestionarului locului de consum, OSD sau operatorului sistemului de distribuție închis și Agenției, cauzele care au dus la refuzul de racordare.

Pe baza monitorizării conformității în corespundere cu Titlul III, OST refuză serviciile de consum comandabil care fac obiectul Secțiunii 1, Capitolul III din Titlul III de la unitățile consumatoare noi care nu corespund cerințelor prevăzute de prezentul titlu.

196. Prezentul Cod nu se aplică dispozitivelor de stocare a energiei electrice, cu excepția unităților generatoare cu acumulare prin pompare, în conformitate cu pct. 200.

197. În cazul locurilor de consum sau al sistemelor de distribuție închise cu mai mult de o unitate consumatoare, acestea sunt considerate, împreună, o singură unitate consumatoare dacă nu pot fi operate independent una de cealaltă sau dacă este mai eficientă combinarea acestora.

Secțiunea 3

Aplicarea în cazul unităților generatoare cu acumulare prin pompare și în cel al platformelor industriale

198. Prezentul Titlu nu se aplică unităților generatoare cu acumulare prin pompare care au un regim de funcționare atât de generare, cât și de pompare.

199. Orice unitate de pompare cu stație de acumulare prin pompare care funcționează doar în regim de pompare face obiectul cerințelor prezentului Titlu și este tratată ca un loc de consum.

200. În cazul platformelor industriale cu o unitate generatoare integrată, operatorul de sistem al unei platforme industriale, gestionarul locului de consum, gestionarul locului de generare și operatorul de sistem relevant la rețeaua căruia este racordată platforma industrială pot stabili, de comun acord, în coordonare cu OST, condițiile de deconectare a consumului critic de la rețeaua relevantă. Obiectivul acordului este asigurarea proceselor de producție ale platformei industriale în cazul unor condiții de perturbații în rețeaua relevantă.

Capitolul II

RACORDAREA LOCURILOR DE CONSUM, A INSTALAȚIILOR DE DISTRIBUȚIE ȘI A SISTEMELOR DE DISTRIBUȚIE LA REȚEAUA ELECTRICĂ DE TRANSPORT

Secțiunea 1

Cerințe generale

Subsecțiunea 1

Cerințe generale privind frecvența

201. Locurile de consum racordate la rețeaua electrică de transport, instalațiile de distribuție racordate la rețeaua electrică de transport și la sistemele de distribuție trebuie să poată rămâne racordate la rețea și să funcționeze în domeniile de frecvență și pentru perioadele de timp specificate în Anexa 1.

202. Gestionarul locului de consum racordat la rețeaua electrică de transport sau OSD poate conveni cu OST asupra unor domenii de frecvență mai extinse sau asupra unor durate de funcționare minime mai mari. Dacă, din punct de vedere tehnic, este fezabil să se utilizeze domenii de frecvență mai extinse sau durate de funcționare minime mai mari, nu se refuză în mod nerezonabil consimțământul gestionarului locului de consum racordat la rețeaua electrică de transport sau al OSD.

Subsecțiunea 2

Cerințe generale privind tensiunea

203. Locurile de consum racordate la rețeaua electrică de transport, instalațiile de distribuție racordate la rețeaua electrică de transport și sistemele de distribuție racordate la rețeaua electrică de transport trebuie să poată rămâne racordate la rețea și să funcționeze în domeniile de tensiune și pentru perioadele de timp specificate în Anexa 2.

204. Echipamentele sistemelor de distribuție racordate la aceeași tensiune ca tensiunea punctului de racordare la rețeaua electrică de transport sunt capabile să rămână racordate la rețea și să funcționeze în domeniile de tensiune și pentru perioadele de timp specificate în Anexa 2.

205. Domeniul de tensiune la punctul de racordare se exprimă ca tensiunea la punctul de racordare față de valoarea de referință a tensiunii de 1 per unitate (unități relative). Pentru nivelul de tensiune de rețea de 400 kV, valoarea de referință 1ur în unități relative este de 400 kV, iar, pentru alte niveluri de tensiune de rețea, referința în unități relative poate fi diferită pentru fiecare operator de sistem din aceeași zonă sincronă;

206. Dacă OST solicită acest lucru, un loc de consum racordat la rețeaua electrică de transport, o instalație de distribuție racordată la rețeaua electrică de transport sau un sistem de distribuție racordat la rețeaua electrică de transport trebuie să fie capabil să se deconecteze automat la tensiunile specificate. Condițiile și parametrii pentru deconectarea automată se convin între OST și gestionarul locului de consum racordat la rețeaua electrică de transport sau OSD.

207. În ceea ce privește sistemele de distribuție racordate la rețeaua electrică de transport cu o tensiune sub 110 kV la punctul de racordare, OST specifică domeniul de tensiune la punctul de racordare pe care sistemele de distribuție racordate la respectiva rețea electrică de transport trebuie să îl suporte din proiectare. OST proiectează capacitatea propriului echipament, racordat la aceeași tensiune ca cea a punctului de racordare la rețeaua electrică de transport, astfel încât să se conformeze acestui domeniu de tensiune.

Subsecțiunea 3

Cerințe privind curenții de scurtcircuit

208. Pe baza capacității nominale a elementelor rețelei sale de transport de a suporta scurtcircuitele, OST precizează curentul maxim de scurtcircuit în punctul de racordare pe care trebuie să îl poată suporta locul de consum racordat la rețeaua electrică de transport sau sistemul de distribuție racordat la rețeaua electrică de transport.

209. OST furnizează gestionarului locului de consum racordat la rețeaua electrică de transport sau operatorului de distribuție racordat la rețeaua electrică de transport o estimare a curentului minim și a celui maxim de scurtcircuit care se pot preconiza la punctul de racordare ca echivalent al rețelei.

210. Fără întârziere și cel târziu la o săptămână după producerea unui eveniment neplanificat, OST informează gestionarul locului de consum racordat la rețeaua electrică de transport afectat sau operatorul de distribuție racordat la rețeaua electrică de transport afectat în legătură cu schimbările peste limita curentului maxim de scurtcircuit pe care locul de consum racordat la rețeaua electrică de transport afectat

sau sistemul de distribuție racordat la rețeaua electrică de transport afectat trebuie să îl poată suporta de la rețeaua OST, în conformitate cu pct. 208.

211. Limita stabilită la pct. 210 se specifică fie de către gestionarul locului de consum racordat la rețeaua electrică de transport, pentru locul său, fie de către operatorul de distribuție racordat la rețeaua electrică de transport, pentru rețeaua sa.

212. Cu cel puțin o săptămână înaintea unui eveniment planificat, OST informează gestionarul locului de consum racordat la rețeaua electrică de transport afectat sau operatorul de distribuție racordat la rețeaua electrică de transport afectat în legătură cu schimbările peste limita curentului maxim de scurtcircuit pe care locul de consum racordat la rețeaua electrică de transport afectat sau sistemul de distribuție racordat la rețeaua electrică de transport afectat trebuie să îl poată suporta de la rețeaua OST, în conformitate cu pct. 208.

213. Limita stabilită în pct. 212 se specifică fie de către gestionarul locului de consum racordat la rețeaua electrică de transport, pentru locul său, fie de către operatorul de distribuție racordat la rețeaua electrică de transport, pentru rețeaua sa.

214. OST solicită informații de la gestionarul locului de consum racordat la rețeaua electrică de transport sau de la un operator de distribuție racordat la rețeaua electrică de transport, în ceea ce privește contribuția în materie de curent de scurtcircuit din partea respectivului loc sau a respectivei rețele. Ca măsură minimă, se pun la dispoziție și se dovedesc echivalenții de succesiune zero, pozitivă și negativă ai rețelei.

215. În cel puțin o săptămână după producerea unui eveniment neplanificat, gestionarul locului de consum racordat la rețeaua electrică de transport sau operatorul de distribuție, rețeaua căruia este racordată la rețeaua electrică de transport informează OST în legătură cu schimbările contribuției la curentul de scurtcircuit ce depășește limita stabilită de OST.

216. Cu cel puțin o săptămână înaintea unui eveniment planificat, gestionarul locului de consum racordat la rețeaua electrică de transport sau operatorul de distribuție racordat la rețeaua electrică de transport informează OST în legătură cu modificările contribuției la curentul de scurtcircuit peste limita stabilită de OST.

Subsecțiunea 4

Cerințe privind puterea reactivă

217. Locurile de consum racordate la rețeaua electrică de transport și sistemele de distribuție racordate la rețeaua electrică de transport trebuie să poată rămâne în stare normală de funcționare în punctul lor de racordare într-un interval de putere reactivă specificat de OST, în conformitate cu următoarele condiții:

- 1) în cazul locurilor de consum racordate la rețeaua electrică de transport, intervalul real al puterii reactive specificat de OST pentru importul și exportul de putere reactivă nu trebuie să depășească 48 la sută din cea mai mare dintre capacitățile maxime de import sau de export (corespunzător unui factor de putere 0,9 pentru importul sau exportul de putere activă), cu excepția situațiilor în care beneficiile tehnice sau financiare pentru sistem sunt demonstrate, pentru locurile de consum racordate la rețeaua electrică de transport, de gestionarul locului de consum racordat la rețeaua electrică de transport și acceptate de OST;

2) în cazul sistemelor de distribuție racordate la rețeaua electrică de transport, intervalul real al puterii reactive specificat de OST pentru importul și exportul de putere reactivă nu trebuie să depășească:

- a) 48 la sută (adică factorul de putere 0,9) din cea mai mare dintre capacitățile maxime de import sau de export în timpul importului de putere reactivă (consum);
- b) 48 la sută (adică factorul de putere 0,9) din cea mai mare dintre capacitățile maxime de import sau de export în timpul exportului de putere reactivă (producție), cu excepția situațiilor în care beneficiile tehnice sau financiare pentru sistem sunt demonstrate de OST și de operatorul de distribuție racordat la rețeaua electrică de transport prin analiză comună;

3) OST și operatorul de distribuție racordat la rețeaua electrică de transport convin asupra sferei de cuprindere a analizei, care abordează soluțiile posibile și stabilește soluția optimă pentru schimbul de putere reactivă dintre sistemele lor, ținând seama în mod adecvat de caracteristicile specifice ale sistemelor, de structura variabilă a schimbului de putere, de circulațiile bidirecționale și de capacitățile de producere de putere reactivă din sistemul de distribuție;

4) OST poate stabili utilizarea unor sisteme de măsurare diferite de factorul de putere pentru a stabili intervale echivalente pentru capacitatea de producere de putere reactivă;

5) valorile din cerința privind intervalul de furnizare a puterii reactive se raportează la punctul de racordare;

6) prin derogare de la sbp. 5), atunci când un punct de racordare este partajat de o unitate generatoare și un loc de consum, trebuie îndeplinite cerințe echivalente la punctul definit în contractele relevante.

218. OST poate solicita, ca sistemele de distribuție racordate la rețeaua electrică de transport să aibă, în punctul de racordare, capacitatea de a nu exporta putere reactivă (la tensiunea de referință 1ur) pentru o circulație de putere activă mai mică de 25 % din capacitatea maximă de import. După caz, Agenția solicită OST să își justifice solicitarea printr-o analiză în comun cu operatorul de distribuție racordat la rețeaua electrică de transport. Dacă aceste cerințe nu sunt justificate pe baza analizei comune, OST și operatorul de distribuție racordat la rețeaua electrică de transport convin asupra unor cerințe necesare în conformitate cu rezultatele unei analize comune.

219. Fără a se aduce atingere pct. 217, sbp. 2), OST pot solicita ca sistemul de distribuție racordat la rețeaua electrică de transport să controleze în mod activ schimbul de putere reactivă la punctul de racordare, în beneficiul întregului sistem. OST și operatorul de distribuție racordat la rețeaua electrică de transport convin asupra unei metode de efectuare a acestui control, pentru a asigura nivelul justificat al siguranței în alimentare pentru ambele părți. Justificarea include o foaie de parcurs în care se specifică etapele și calendarul de îndeplinire a cerinței.

220. În conformitate cu pct. 219, operatorul de distribuție racordat la rețeaua electrică de transport poate solicita OST să aibă în vedere sistemul său de distribuție racordat la rețeaua electrică de transport în ceea ce privește gestionarea puterii reactive.

Subsecțiunea 5

Cerințe privind sistemele de protecție

221. OST specifică dispozitivele și setările necesare pentru protecția rețelei de transport în conformitate cu caracteristicile locului de consum racordat la rețeaua electrică de transport sau ale sistemului de distribuție racordat la rețeaua electrică de transport. OST și gestionarul locului de consum racordat la rețeaua electrică de transport sau operatorul de distribuție racordat la rețeaua electrică de transport convin asupra sistemelor de protecție și asupra setărilor relevante pentru locul de consum racordat la rețeaua electrică de transport sau pentru sistemul de distribuție racordat la rețeaua electrică de transport.

222. Protecția electrică a locului de consum racordat la rețeaua electrică de transport sau a sistemului de distribuție racordat la rețeaua electrică de transport este prioritară în raport cu reglajele operaționale, respectându-se totodată siguranța în funcționare a sistemului, sănătatea și siguranța personalului și a publicului.

223. Dispozitivele sistemelor de protecție pot să se aplice următoarelor elemente:

- 1) scurtcircuite interne și externe;
- 2) creșterile și scăderile de tensiune în punctul de racordare la rețeaua electrică de transport;
- 3) creșterile și scăderile de frecvență;
- 4) protecția circuitului de consum;
- 5) protecția transformatorului de evacuare a unității generatoare;
- 6) protecția de rezervă a celulei de racord la refuz de protecție și la refuz de declanșare întreruptor (DRRI).

224. OST și gestionarul locului de consum racordat la rețeaua electrică de transport sau operatorul de distribuție racordat la rețeaua electrică de transport convin asupra oricăror schimbări ale sistemelor de protecție relevante pentru locul de consum racordat la rețeaua electrică de transport sau pentru sistemul de distribuție racordat la rețeaua electrică de transport și asupra măsurilor pentru sistemele de protecție a locului de consum racordat la rețeaua electrică de transport sau a sistemului de distribuție racordat la rețeaua electrică de transport.

Subsecțiunea 6

Cerințe privind controlul

225. OST și gestionarul locului de consum racordat la rețeaua electrică de transport sau operatorul de distribuție racordat la rețeaua electrică de transport convin asupra sistemelor și asupra setărilor diferitelor dispozitive de comandă-control ale locului de consum racordat la rețeaua electrică de transport sau asupra sistemului de distribuție racordat la rețeaua electrică de transport relevant pentru siguranța în funcționare a sistemului.

226. Acordul se aplică cel puțin următoarelor elemente:

- 1) funcționarea insularizată a rețelei;
- 2) amortizarea oscilațiilor;
- 3) perturbațiile în rețeaua de transport;
- 4) anclanșarea automată a rezervei (AAR);
- 5) reanclanșarea automată rapidă (RAR) (în cazul defectelor monofazate).

227. OST și gestionarul locului de consum racordat la rețeaua electrică de transport sau operatorul de distribuție racordat la rețeaua electrică de transport convin asupra eventualelor schimbări aduse sistemelor și setărilor diferitelor dispozitive de control ale locului de consum racordat la rețeaua electrică de transport sau ale sistemului de distribuție racordat la rețeaua electrică de transport relevant pentru siguranța în funcționare a sistemului.

228. În ceea ce privește ordinea de prioritate pentru protecție și comandă-control, gestionarul locului de consum racordat la rețeaua electrică de transport sau operatorul de distribuție racordat la rețeaua electrică de transport stabilesc dispozitivele de protecție și comandă-control ale propriului loc de consum racordat la rețeaua electrică de transport sau, respectiv, ale propriului sistem de distribuție racordat la rețeaua electrică de transport, cu următoarea ierarhizare, organizate în ordinea descrescătoare a importanței:

- 1) protecția rețelei de transport;
- 2) protecția locului de consum racordat la rețeaua electrică de transport sau a sistemului de distribuție racordat la rețeaua electrică de transport;
- 3) reglajul de frecvență (în cadrul reglajului puterii active);
- 4) restricții de putere.

Subsecțiunea 7

Schimbul de informații

229. Locurile de consum racordate la rețeaua electrică de transport sunt echipate în conformitate cu standardele specificate de OST, pentru a se realiza schimburi de informații între OST și locul de consum racordat la rețeaua electrică de transport cu marcarea timpului specificată. OST pune standardele specificate la dispoziția publicului.

230. Sistemele de distribuție racordate la rețeaua electrică de transport sunt echipate în conformitate cu standardele specificate de OST, pentru a se realiza schimburi de informații între OST și sistemul de distribuție racordat la rețeaua electrică de transport cu marcarea timpului specificată. OST pune standardele specificate la dispoziția publicului.

231. OST specifică standardele pentru schimbul de informații. OST pune la dispoziția publicului lista exactă cu datele necesare.

Subsecțiunea 8

Deconectarea consumului și reconectarea consumului

232. Toate locurile de consum racordate la rețeaua electrică de transport și sistemele de distribuție racordate la rețeaua electrică de transport trebuie să satisfacă următoarele cerințe legate de capacitatea de deconectare a consumului la scăderea frecvenței:

- 1) fiecare operator de distribuție racordat la rețeaua electrică de transport și, dacă OST specifică astfel, fiecare gestionar locului de consum racordat la rețeaua electrică de transport furnizează capacități care permit deconectarea automată a unei ponderi specificate a propriului consum la scăderea frecvenței. OST poate specifica un

criteriu de deconectare bazat pe o combinație de prag de frecvență scăzută și o viteză de variație a frecvenței;

2) capabilitatea de deconectare a consumului la scăderea frecvenței trebuie să permită deconectarea consumului în trepte, pentru un domeniu de frecvențe operaționale;

3) capabilitatea de deconectare a consumului la scăderea frecvenței trebuie să permită funcționarea la o tensiune nominală de curent alternativ („c.a.”) care urmează a fi specificată de operatorul de sistem relevant și trebuie să satisfacă următoarele cerințe:

a) domeniul de frecvență: cel puțin între 47 și 50 Hz, ajustabil în trepte de câte 0,05 Hz;

b) timp de acționare: maximum 150 ms de la depășirea valorii de consemn reglate a frecvenței;

c) blocarea pe criteriul de tensiune: trebuie să fie reglabilă în domeniul 30-90 % din tensiunea de referință 1ur;

d) trebuie să permită identificarea sensului circulației de putere activă la punctul de deconectare;

4) alimentarea cu tensiune c.a. utilizată pentru furnizarea semnalului de măsurare a frecvenței de deconectare a consumului la scăderea frecvenței este furnizată din rețea în punctul de măsurare a frecvenței, așa cum este utilizată pentru furnizarea semnalului în conformitate cu pct. 232, sbp. 3), astfel încât frecvența corespunzătoare tensiunii de alimentare a dispozitivului de deconectare a consumului la scăderea frecvenței să fie aceeași cu cea din rețea.

233. În ceea ce privește dispozitivul de deconectare a consumului la tensiune scăzută, se aplică următoarele cerințe:

1) în coordonare cu operatorii de distribuție racordați la rețeaua electrică de transport, OST poate să specifice cerințe pentru dispozitivele de deconectare a consumului la tensiune scăzută pentru instalațiile de distribuție racordate la rețeaua electrică de transport;

2) în coordonare cu gestionarii locurilor de consum racordat la rețeaua electrică de transport, OST poate să specifice cerințe pentru dispozitivele de deconectare a consumului la tensiune scăzută pentru locurile de consum racordate la rețeaua electrică de transport;

3) pe baza evaluării OST în ceea ce privește siguranța în funcționare a sistemului, pentru operatorii de distribuție racordați la rețeaua electrică de transport trebuie să fie obligatorie implementarea blocării comutatorului de ploturi sub sarcină și implementarea blocării deconectării consumului la tensiune scăzută;

4) dacă OST decide să implementeze un dispozitiv de deconectare a consumului la tensiune scăzută, atât echipamentul pentru blocarea comutatorului de ploturi sub sarcină, cât și cel pentru deconectarea consumului la tensiune scăzută se instalează în coordonare cu OST;

5) metoda de deconectare a consumului la tensiune scăzută se implementează fie prin releu, fie prin sistemul de control din camera de comandă;

6) dispozitivele de deconectare a consumului la tensiune scăzută prezintă următoarele caracteristici:

a) dispozitivele de deconectare a consumului la tensiune scăzută monitorizează tensiunea tuturor celor trei faze;

b) blocarea funcționării releelor se bazează fie pe sensul de circulație de putere activă, fie pe sensul de circulație de putere reactivă.

234. În ceea ce privește blocarea comutatorului de ploturi sub sarcină, se aplică următoarele cerințe:

1) dacă OST solicită acest lucru, comutatorul de ploturi sub sarcină al transformatorului de la instalația de distribuție racordată la rețeaua electrică de transport trebuie să poată fi blocat în mod automat sau manual;

2) OST specifică cerințele tehnice de blocare automată a comutatorului de ploturi sub sarcină.

235. Toate locurile de consum racordate la rețeaua electrică de transport și sistemele de distribuție racordate la rețeaua electrică de transport trebuie să îndeplinească următoarele cerințe legate de deconectarea sau reconectarea unui loc de consum racordat la rețeaua electrică de transport sau a unui sistem de distribuție racordat la rețeaua electrică de transport:

1) în ceea ce privește capacitatea de reconectare în urma unei deconectări, OST specifică condițiile în care un loc de consum racordat la rețeaua electrică de transport sau un sistem de distribuție racordat la rețeaua electrică de transport are dreptul de a se reconecta la rețeaua electrică de transport. Instalarea unor sisteme de reconectare automată face obiectul unei aprobări prealabile de către OST;

2) în ceea ce privește reconectarea unui loc de consum racordat la rețeaua electrică de transport sau a unui sistem de distribuție racordat la rețeaua electrică de transport, locul de consum racordat la rețeaua electrică de transport sau sistemul de distribuție racordat la rețeaua electrică de transport trebuie să fie capabil de sincronizare pentru frecvențe cuprinse în domeniul prevăzut la Subsecțiunea 1, Secțiunea 1, Capitolul II din Titlul III. OST și gestionarul locului de consum racordat la rețeaua electrică de transport sau operatorul de distribuție racordat la rețeaua electrică de transport convin asupra setărilor dispozitivelor de sincronizare înaintea racordării locului de consum racordat la rețeaua electrică de transport sau a racordării sistemului de distribuție racordat la rețeaua electrică de transport, inclusiv asupra tensiunii, a frecvenței, a domeniului unghiului fazorilor de tensiune și a diferențelor de tensiune și frecvență;

3) un loc de consum racordat la rețeaua electrică de transport sau o instalație de distribuție racordată la rețeaua electrică de transport trebuie să poată fi deconectate de la distanță de la rețeaua electrică de transport atunci când OST solicită acest lucru. Dacă este necesar, echipamentul de deconectare automatizat pentru reconfigurarea sistemului în scopul pregătirii reconectării consumatorilor se specifică de către OST. OST specifică timpul necesar pentru deconectarea de la distanță.

Subsecțiunea 9

Calitatea energiei electrice

236. Gestionarii locurilor de consum racordat la rețeaua electrică de transport și operatorii de distribuție racordați la rețeaua electrică de transport se asigură că propriile instalații conectate la rețea nu generează un nivel determinat de perturbații sau fluctuație a tensiunii de alimentare în punctul de racordare la rețea. Nivelul de perturbații nu depășește nivelul alocat lor de către OST. OST își coordonează cerințele referitoare la calitatea energiei electrice cu cerințele OST adiacenți.

Subsecțiunea 10 Modele de simulare

237. Locurile de consum racordate la rețeaua electrică de transport și sistemele de distribuție racordate la rețeaua electrică de transport trebuie să satisfacă cerințele prevăzute la pct. 239 și 240 legate de modelele matematice utilizate în simulare sau de informațiile echivalente.

238. OST poate solicita modele matematice utilizate în simulare sau informații echivalente care să arate comportamentul locului de consum racordat la rețeaua electrică de transport sau al sistemului de distribuție racordat la rețeaua electrică de transport sau al ambelor, în condiții staționare și dinamice.

239. OST specifică conținutul și formatul modelelor matematice utilizate în simulare sau ale informațiilor echivalente respective. Conținutul și formatul includ:

- 1) condițiile pentru regimurile permanente și dinamice, inclusiv componenta de 50 Hz;
- 2) simulări electromagnetice tranzitorii în punctul de racordare;
- 3) topologia și schema electrică.

240. În scopul simulărilor dinamice, modelul matematic utilizat în simulare sau informațiile echivalente menționate la pct. 239, sbp. 1) conțin următoarele submodele sau informații echivalente:

- 1) reglajul puterii;
- 2) reglajul tensiunii;
- 3) modelele de protecție a locului de consum racordat la rețeaua electrică de transport și a sistemului de distribuție racordate la rețeaua electrică de transport;
- 4) diferitele tipuri de consum, mai exact caracteristicile electrotehnice ale consumului;
- 5) modelele convertorului.

241. Fiecare operator de sistem relevant sau OST specifică cerințele referitoare la performanța înregistrărilor locurilor de consum racordate la rețeaua electrică de transport sau ale instalațiilor de distribuție racordate la rețeaua electrică de transport sau ale ambelor, pentru a compara răspunsul modelului cu aceste înregistrări.

Secțiunea 2 Procedura de notificare

Subsecțiunea 1 Prevederi generale

242. Procedura de notificare pentru conectarea fiecărui nou loc de consum racordat la rețeaua electrică de transport, a fiecărei noi instalații de distribuție racordate la rețeaua electrică de transport și a fiecărui nou sistem de distribuție racordat la rețeaua electrică de transport cuprinde:

- 1) o notificare de punere sub tensiune (NPT);
- 2) o notificare de funcționare provizorie (NFP);
- 3) o notificare de funcționare finală (NFF).

243. Fiecare gestionar al locului de consum racordat la rețeaua electrică de transport sau fiecare operator de distribuție racordat la rețeaua electrică de transport căruia i se aplică una sau mai multe din cerințele Capitolului 2, Titlului III demonstrează OST că a respectat cerințele prevăzute în Capitolul 2, Titlul III din prezentul Cod, încheind cu succes procedura de notificare pentru racordarea fiecărui loc de consum la rețeaua electrică de transport, a fiecărei instalații de distribuție la rețeaua electrică de transport și a fiecărui sistem de distribuție la rețeaua electrică de transport descris la Subsecțiunile 2-5 din prezenta secțiune.

244. OST trebuie să specifice și să pună la dispoziția publicului detalii suplimentare privind procedura de notificare.

Subsecțiunea 2

Notificarea de punere sub tensiune

245. O NPT conferă gestionarului locului de consum racordat la rețeaua electrică de transport sau operatorului de distribuție racordat la rețeaua electrică de transport dreptul de a pune sub tensiune rețeaua internă și dispozitivele auxiliare, prin utilizarea instalației de racordare la rețea care este stabilită pentru punctul de racordare.

246. OST emite o NPT sub rezerva îndeplinirii lucrărilor pregătitoare, printre care se numără și acordul privind protecția și parametrii de reglaj aplicabili la punctul de racordare dintre OST și gestionarul locului de consum racordat la rețeaua electrică de transport sau operatorul sistemului de distribuție racordat la rețeaua electrică de transport.

Subsecțiunea 3

Notificarea de funcționare provizorie

247. O NFP conferă gestionarului locului de consum racordat la rețeaua electrică de transport sau operatorului de distribuție racordat la rețeaua electrică de transport dreptul de a opera locul de consum racordat la rețeaua electrică de transport, instalația de distribuție racordată la rețeaua electrică de transport sau sistemul de distribuție racordat la rețeaua electrică de transport utilizând instalația de racordare la rețea pentru o perioadă limitată de timp.

248. OST emite o NFP aferentă finalizării procesului de analiză a datelor și a studiilor, în conformitate cu prezenta Subsecțiune.

249. În ceea ce privește analiza datelor și studiilor, OST are dreptul de a solicita gestionarului locului de consum racordat la rețeaua electrică de transport sau operatorului sistemului de distribuție racordat la rețeaua electrică de transport să-i furnizeze următoarele:

- 1) o declarație de conformitate defalcată pe puncte;
- 2) datele tehnice detaliate ale locului de consum racordat la rețeaua electrică de transport, ale instalației de distribuție racordate la rețeaua electrică de transport sau ale sistemului de distribuție racordat la rețeaua electrică de transport cu relevanță pentru racordarea la rețea, așa cum se prevede de către OST;
- 3) certificatele pentru echipamente eliberate de un organism de certificare autorizat în ceea ce privește locurile de consum racordate la rețeaua electrică de transport, instalațiile de distribuție racordate la rețeaua electrică de transport și sistemele de distribuție racordate la rețeaua electrică de transport, în cazul în care aceste certificate sunt invocate ca parte a dovezilor de conformitate;
- 4) modelele matematice utilizate în simulare, astfel, cum se specifică în Subsecțiunea 10, Secțiunea 1 din prezentul Capitol și conform solicitării OST;
- 5) studii care demonstrează performanțele preconizate în regim permanent și dinamic, astfel, cum se prevede în Subsecțiunea 2 din Secțiunea 3, și Subsecțiunile 1 și 2 din Secțiunea 4, Capitolul IV, Titlul III;
- 6) detalii ale metodei practice preconizate de realizare a testelor de conformitate în temeiul Secțiunii 2, Capitolul IV din prezentul Titlu.

250. Perioada maximă pe parcursul căreia gestionarul locului de consum racordat la rețeaua electrică de transport sau operatorul de distribuție racordat la rețeaua electrică de transport poate menține statutul de NFP este de 24 de luni. OST este abilitat să stabilească o perioadă de valabilitate mai scurtă a NFP. O prelungire a NFP se acordă numai în cazul în care gestionarul locului de consum racordat la rețeaua electrică de transport sau operatorul sistemului de distribuție racordat la rețeaua electrică de transport a înregistrat progrese semnificative în direcția realizării conformității integrale. Chestiunile nesoluționate trebuie să fie clar identificate în momentul depunerii cererii de prelungire.

251. O prelungire a perioadei în care gestionarul locului de consum racordat la rețeaua electrică de transport sau operatorul sistemului de distribuție racordat la rețeaua electrică de transport poate menține statutul de NFP, dincolo de perioada stabilită la pct. 250, poate fi acordată în cazul, în care OST i se adresează o cerere de derogare înainte de expirarea perioadei respective, în conformitate cu procedura de derogare prevăzută în Capitolul I din Titlul VI.

Subsecțiunea 4

Notificarea de funcționare finală

252. O NFF conferă gestionarului locului de consum racordat la rețeaua electrică de transport sau operatorului sistemului de distribuție racordat la rețeaua electrică de transport dreptul de a opera locul de consum racordat la rețeaua electrică de transport, instalația de distribuție racordată la rețeaua electrică de transport sau sistemul de distribuție racordat la rețeaua electrică de transport utilizând instalația de racordare la rețea.

253. OST emite o NFF după eliminarea prealabilă a tuturor incompatibilităților identificate în timpul statutului NFP și condiționat de finalizarea procesului de analiză a datelor și studiilor, în conformitate cu prezenta Subsecțiune.

254. În scopul analizei datelor și studiilor, gestionarul locului de consum racordat la rețeaua electrică de transport sau operatorul sistemului de distribuție racordat la rețeaua electrică de transport trebuie să transmită OST următoarele:

- 1) o declarație de conformitate defalcată pe puncte;
- 2) o actualizare a datelor tehnice aplicabile, a modelelor matematice utilizate în simulare și a studiilor menționate în pct. 249, sbp. 2), 4) și 5), inclusiv utilizarea valorilor reale măsurate în timpul testelor.

255. Dacă se identifică o incompatibilitate în legătură cu emiterea NFF, poate fi acordată o derogare, în urma unei cereri adresate OST, în conformitate cu procedura de derogare descrisă în Titlul VI. NFF se emite de către OST, dacă locul de consum racordat la rețeaua electrică de transport, instalația de distribuție racordată la rețeaua electrică de transport sau sistemul de distribuție racordat la rețeaua electrică de transport respectă dispozițiile derogării.

În cazul în care o cerere de derogare este respinsă, OST are dreptul de a refuza permiterea funcționării locului de consum racordat la rețeaua electrică de transport, instalației de distribuție racordate la rețeaua electrică de transport sau sistemului de distribuție racordat la rețeaua electrică de transport până în momentul în care gestionarul locului de consum racordat la rețeaua electrică de transport sau operatorul sistemului de distribuție racordat la rețeaua electrică de transport și OST remediază incompatibilitatea, astfel încât OST consideră, că locul de consum racordat la rețeaua electrică de transport, instalația de distribuție racordată la rețeaua electrică de transport sau sistemul de distribuție racordat la rețeaua electrică de transport este în conformitate cu dispozițiile prezentului titlu.

Dacă OST și gestionarul locului de consum racordat la rețeaua electrică de transport sau operatorul sistemului de distribuție racordat la rețeaua electrică de transport nu rezolvă incompatibilitatea într-un interval de timp rezonabil, dar în niciun caz mai târziu de șase luni de la notificarea deciziei de respingere a cererii de derogare, fiecare parte poate prezenta problema spre soluționare Agenției.

Subsecțiunea 5

Notificarea de funcționare limitată

256. Gestionarii instalației de distribuție racordate la rețeaua electrică de transport sau operatorii sistemelor de distribuție racordate la rețeaua electrică de transport cărora li s-a acordat o NFF, informează imediat OST, cel târziu la 24 de ore după apariția incidentului, dacă apar următoarele situații:

- 1) instalația prezintă temporar obiectul unei modificări semnificative sau al unei pierderi de capacitate care îi afectează performanța;
- 2) există o defecțiune a echipamentelor care conduce la nerespectarea unor cerințe relevante.

În funcție de natura schimbărilor, poate fi stabilită, prin acord cu gestionarul locului de consum racordat la rețeaua electrică de transport sau cu operatorul sistemului de distribuție racordat la rețeaua electrică de transport, o perioadă de timp mai lungă pentru informarea OST.

257. Gestionarul locului de consum racordat la rețeaua electrică de transport sau operatorul sistemului de distribuție racordat la rețeaua electrică de transport solicită OST o notificare de funcționare limitată (NFL), dacă gestionarul locului de consum racordat la rețeaua electrică de transport sau operatorul sistemului de distribuție racordat la rețeaua electrică de transport preconizează, că situațiile descrise la pct. 256 vor dura mai mult de trei luni.

258. OST emite o NFL care conține următoarele informații, clar identificabile:

- 1) problemele neremediate care justifică acordarea NFL;
- 2) responsabilitățile și calendarul pentru soluționarea avută în vedere;
- 3) o perioadă maximă de valabilitate care nu trebuie să depășească 12 luni. Perioada inițială acordată poate fi mai scurtă, cu posibilitate de prelungire, dacă se prezintă dovezi considerate suficiente de către OST, care demonstrează că au fost înregistrate progrese substanțiale în vederea realizării conformității integrale.

259. NFF se suspendă în perioada de valabilitate a NFL referitor la aspectele pentru care a fost emisă NFL.

260. O nouă prelungire a perioadei de valabilitate a NFL poate fi acordată în urma unei cereri de derogare adresate OST înainte de expirarea perioadei respective, în conformitate cu procedura de derogare descrisă la Titlul VI.

261. La încetarea valabilității NFL, OST are dreptul de a refuza să permită funcționarea locului de consum racordat la rețeaua electrică de transport, a instalației de distribuție racordate la rețeaua electrică de transport sau a sistemului de distribuție racordat la rețeaua electrică de transport. În astfel de cazuri, NFF se anulează automat.

262. În cazul în care OST nu acordă o prelungire a perioadei de valabilitate a NFL în conformitate cu pct. 260 sau în cazul în care acesta refuză să permită funcționarea locului de consum racordat la rețeaua electrică de transport, a instalației de distribuție racordate la rețeaua electrică de transport sau a sistemului de distribuție racordat la rețeaua electrică de transport după ce NFL își încetează valabilitatea în conformitate cu pct. 261, gestionarul locului de consum racordat la rețeaua electrică de transport sau operatorul sistemului de distribuție racordat la rețeaua electrică de transport poate înainta problema spre soluționare Agenției în termen de șase luni de la notificarea deciziei către OST.

Capitolul III

RACORDAREA UNITĂȚILOR DE CONSUM UTILIZATE DE UN LOC DE CONSUM SAU DE UN SISTEM DE DISTRIBUȚIE ÎNCHIS PENTRU A FURNIZA SERVICII DE CONSUM COMANDABIL CĂTRE OPERATORII DE REȚEA

Secțiunea 1

Cerințe generale

Subsecțiunea 1

Dispoziții generale

263. Serviciile de consum comandabil furnizate operatorilor de sistem se diferențiază pe baza următoarelor categorii:

1) comandate de la distanță pentru:

- a) reglajul de putere activă al consumului comandabil;
- b) reglajul de putere reactivă al consumului comandabil;
- c) managementul congestiilor în rețeaua electrică cu ajutorul consumului comandabil;

2) comandate autonom:

- a) răspunsul consumului la abaterile de frecvență;
- b) reglajul foarte rapid al puterii active al consumului.

264. Locurile de consum și sistemele de distribuție închise pot furniza servicii de consum comandabil către operatorii de sistem relevanți și OST. Serviciile de consum comandabil pot include, împreună sau separat, modificarea consumului în sensul creșterii sau al scăderii lui.

265. Categoriile menționate la pct. 263 nu sunt exclusive, iar prezentul Cod nu împiedică dezvoltarea altor categorii. Prezentul Cod nu se aplică serviciilor de consum comandabil furnizate altor entități decât operatorii de sistem relevanți sau OST.

Subsecțiunea 2

Dispoziții specifice privind unitățile consumatoare cu reglaj de putere activă al consumului comandabil, cu reglaj de putere reactivă al consumului comandabil și cu management al congestiilor din rețeaua electrică cu ajutorul consumului comandabil

266. Locurile de consum și sistemele de distribuție închise ar putea oferi operatorilor de sistem relevanți și OST reglaj de putere activă al consumului comandabil, reglaj de putere reactivă al consumului comandabil sau management al congestiilor în rețeaua electrică cu ajutorul consumului comandabil.

267. Unitățile consumatoare cu reglaj de putere activă al consumului comandabil, cu reglaj de putere reactivă al consumului comandabil sau cu management al congestiilor în rețeaua electrică cu ajutorul consumului comandabil trebuie să satisfacă, fie individual, fie, dacă nu fac parte dintr-un loc de consum racordat la rețeaua electrică de transport, împreună, ca parte a agregării locurilor de consum prin intermediul unui terț, următoarele cerințele:

- 1) să poată funcționa în domeniile de frecvență specificate în pct. 201 și în domeniul extins specificat în pct. 202;
- 2) să poată funcționa în domeniile de tensiune specificate în Subsecțiunea 2, Secțiunea 1 din Capitolul II, Titlul III, dacă sunt racordate la un nivel de tensiune de 110 kV sau mai mare;
- 3) să poată funcționa în domeniul de tensiune al funcționării normale a sistemului la punctul de racordare, specificat de operatorul de sistem relevant, dacă este racordat la un nivel de tensiune mai mic de 110 kV. Acest domeniu trebuie să țină seama de standardele existente și, înaintea aprobării în conformitate cu Secțiunea 3 din Titlul I, trebuie să facă obiectul unei consultări cu părțile interesate relevante, în conformitate cu pct. 20;

- 4) să poată regla consumul de putere din rețea într-un domeniu egal cu domeniul contractat, direct sau indirect, printr-un terț, de OST;
- 5) să fie echipate pentru a primi dispoziții, direct sau indirect, printr-un terț, de la operatorul de sistem relevant sau de la OST, pentru a-și modifica cererea și pentru a transfera informațiile necesare. Operatorul de sistem relevant pune la dispoziția publicului specificațiile tehnice aprobate pentru a permite acest transfer de informații. În cazul unităților consumatoare racordate la un nivel de tensiune mai mic de 110 kV, aceste specificații, înaintea aprobării în conformitate cu Secțiunea 3 din Titlul I, trebuie să facă obiectul unei consultări cu părțile interesate relevante, în conformitate cu pct. 20;
- 6) să își poată ajusta consumul de putere într-un interval de timp specificat de operatorul de sistem relevant sau de OST. În cazul unităților consumatoare racordate la un nivel de tensiune mai mic de 110 kV, aceste specificații, înaintea aprobării în conformitate cu Secțiunea 3 din Titlul I, trebuie să facă obiectul unei consultări cu părțile interesate relevante, în conformitate cu pct. 20;
- 7) să poată executa în întregime o dispoziție emisă de operatorul de sistem relevant sau de OST de a-și modifica consumul de putere până la limitele de siguranță ale protecției electrice, cu excepția cazului în care există o metodă convenită prin contractul cu operatorul de sistem relevant sau cu OST pentru înlocuirea participării lor (inclusiv a contribuției locurilor de consum agregate, prin intermediul unui terț);
- 8) după ce a avut loc modificarea consumului de putere și pe durata modificării solicitate, să modifice numai solicitarea utilizată pentru a furniza serviciul, dacă acest lucru este solicitat de operatorul de sistem relevant sau de OST, până la limitele de siguranță ale protecției electrice, cu excepția cazului în care există o metodă convenită prin contractul cu operatorul de sistem relevant sau cu OST pentru înlocuirea participării lor (inclusiv a locurilor de consum agregate, prin intermediul unui terț). Dispozițiile de modificare a consumului de putere pot avea efecte imediate sau întârziate;
- 9) să notifice operatorului de sistem relevant sau OST modificarea capacității de consum comandabil. Operatorul de sistem relevant sau OST specifică modalitățile notificării;
- 10) să permită modificarea unei părți a propriei cereri ca răspuns la o dispoziție emisă de operatorul de sistem relevant sau de OST, în limitele convenite cu gestionarul locului de consum sau cu operatorul de sistem distribuție închis și în conformitate cu setările unității consumatoare, în cazul în care operatorul de sistem relevant sau OST comandă, direct sau indirect, printr-un terț, modificarea consumului de putere;
- 11) să aibă capacitatea de a nu se deconecta de la sistem din cauza vitezei de variație a frecvenței până la o valoare specificată de OST. În ceea ce privește această capacitate de a rămâne racordat la sistem, valoarea vitezei de variație a frecvenței se calculează pentru un interval de timp de 500 ms. În cazul unităților consumatoare racordate la un nivel de tensiune mai mic de 110 kV, aceste specificații, înaintea aprobării în conformitate cu Secțiunea 3 din Titlul I, trebuie să facă obiectul unei consultări cu părțile interesate relevante, în conformitate cu pct. 20;

12) să fie echipate să primească, direct sau indirect, printr-un terț, dispozițiile emise de operatorul de sistem relevant sau de OST, de a măsura valoarea frecvenței sau a tensiunii sau ambele, de a comanda deconectarea și de a transfera informațiile, în cazul în care modificarea consumului de putere este specificată prin reglarea frecvenței sau a tensiunii sau a amândurora și printr-un semnal de preavertizare trimis de operatorul de sistem relevant sau de OST. Operatorul de sistem relevant precizează și publică specificațiile tehnice ale echipamentului aprobate pentru a permite acest transfer de informații. În cazul unităților consumatoare racordate la un nivel de tensiune mai mic de 110 kV, aceste specificații, înaintea aprobării în conformitate cu Secțiunea 3 din Titlul I, trebuie să facă obiectul unei consultări cu părțile interesate relevante, în conformitate cu pct. 20.

268. În ceea ce privește reglajul tensiunii cu deconectarea și reconectarea echipamentelor de compensare statice, fiecare loc de consum racordat la rețeaua electrică de transport sau fiecare sistem de distribuție închis racordat la rețeaua electrică de transport trebuie să își poată conecta sau deconecta echipamentele de compensare statice, direct sau indirect, fie individual, fie în comun, ca parte a agregării locurilor de consum prin intermediul unui terț, ca răspuns la o dispoziție transmisă de OST, sau în condițiile prevăzute în contractul dintre OST și gestionarul locului de consum sau operatorul sistemului de distribuție închis.

Subsecțiunea 3

Dispoziții specifice privind unitățile consumatoare care asigură răspunsul consumului la abaterile de frecvență

269. Locurile de consum și sistemele de distribuție închise le pot asigura operatorilor de sistem relevanți și OST răspunsul consumului la abaterile de frecvență.

270. Fie individual, fie, dacă nu fac parte dintr-un loc de consum racordat la rețeaua electrică de transport, împreună, ca parte a agregării locurilor de consum prin intermediul unui terț, unitățile consumatoare care asigură răspunsul consumului la abaterile de frecvență trebuie să satisfacă următoarele cerințe:

- 1) pot funcționa în domeniile de frecvență specificate la pct. 201 și în domeniul extins specificat la pct. 202;
- 2) pot funcționa în domeniile de tensiune specificate la Subsecțiunea 2, Secțiunea 1, Capitolul II din Titlul III, dacă sunt racordate la un nivel de tensiune de 110 kV sau mai mare;
- 3) pot funcționa în domeniul de tensiune al funcționării normale a sistemului în punctul de racordare, specificat de operatorul de sistem relevant, dacă este racordat la un nivel de tensiune mai mic de 110 kV. Acest domeniu trebuie să țină seama de standardele existente și, înaintea aprobării în conformitate cu Secțiunea 3 din Titlul I, trebuie să facă obiectul unei consultări cu părțile interesate relevante, în conformitate cu pct. 20;
- 4) să fie echipate cu un sistem de reglaj care să fie insensibil într-o bandă moartă în jurul frecvenței nominale a sistemului de 50,00 Hz, cu o lățime care urmează a fi specificată de OST în consultare cu OST din zona sincronă. În cazul unităților consumatoare racordate la un nivel de tensiune mai mic de 110 kV, aceste

specificații, înaintea aprobării în conformitate cu Secțiunea 3 din Titlul I, trebuie să facă obiectul unei consultări cu părțile interesate relevante, în conformitate cu pct. 20;

- 5) la revenirea la o frecvență din interiorul benzii moarte specificate pct. 270, sbp. 4), să poată iniția o întârziere cu o durată aleatorie de până la cinci minute înainte de a se relua funcționarea normală. Abaterea maximă a frecvenței de la valoarea normală de 50,00 Hz față de care trebuie să reacționeze sistemul de reglaj se specifică de către OST în coordonare cu OST din zona sincronă. În cazul unităților consumatoare racordate la un nivel de tensiune mai mic de 110 kV, aceste specificații, înaintea aprobării în conformitate cu Secțiunea 3 din Titlul I, trebuie să facă obiectul unei consultări cu părțile interesate relevante, în conformitate cu pct. 20. Consumul crește sau descrește pentru o frecvență a sistemului peste sau, respectiv, sub banda moartă cu frecvență nominală de 50,00 Hz;
- 6) sunt echipate cu un regulator care măsoară frecvența reală a sistemului. Măsurătorile se actualizează cel puțin o dată la 0,2 secunde;
- 7) pot detecta o abatere a frecvenței sistemului de 0,01 Hz, pentru a oferi un răspuns general liniar și proporțional în sistem, în ceea ce privește sensibilitatea răspunsului consumului la abaterile de frecvență și acuratețea măsurării frecvenței și în ceea ce privește modificarea în consecință a consumului. Unitatea consumatoare trebuie să poată detecta și răspunde rapid la abaterile de frecvență ale sistemului, conform specificațiilor OST în coordonare cu OST din zona sincronă. Este acceptabilă o compensare a frecvenței în cazul măsurătorii în condiții staționare de până la 0,05 Hz.

Subsecțiunea 4

Dispoziții specifice privind unitățile consumatoare cu reglaj foarte rapid al puterii active al consumului

271. OST, în coordonare cu operatorul de sistem relevant, poate conveni cu un gestionar al locului de consum sau cu un operator al sistemului de distribuție închis (inclusiv printr-un terț, dar nu cu restricție la un terț), asupra unui contract pentru livrarea de reglaj foarte rapid al puterii active al consumului.

272. Dacă se ajunge la acordul menționat la pct. 271, contractul menționat la punctul respectiv trebuie să specifice:

- 1) o modificare a puterii active legate de o măsură precum viteza de variație a frecvenței pentru respectiva porțiune a cererii sale;
- 2) principiul de funcționare a acestui sistem de reglaj și parametrii de performanță aferenți;
- 3) timpul de reacție pentru reglajul foarte rapid al puterii active, care nu trebuie să depășească două secunde.

Secțiunea 2

Procedura de notificare

Subsecțiunea 1

Dispoziții generale

273. Procedura de notificare pentru unitățile consumatoare utilizate de un loc de consum sau de un sistem de distribuție închis pentru a furniza servicii de consum comandabil către operatorii de sistem diferă pentru:

- 1) unitățile consumatoare dintr-un loc de consum sau un sistem de distribuție închis racordat la un nivel de tensiune de 1 000 V sau mai mic;
- 2) unitățile consumatoare dintr-un loc de consum sau un sistem de distribuție închis racordat la un nivel de tensiune de peste 1 000 V;

274. Fiecare gestionar al locului de consum sau fiecare operator al sistemului de distribuție închis care furnizează servicii de consum comandabil unui operator de sistem relevant sau OST confirmă operatorului de sistem relevant sau OST, direct sau indirect, printr-un terț, capacitatea sa de a corespunde cerințelor tehnice de proiectare și de funcționare menționate în Secțiunea 1, Capitolul III din Titlul III.

275. Gestionarul locului de consum sau operatorul sistemului de distribuție închis notifică în prealabil operatorului de sistem relevant sau OST, direct sau indirect, printr-un terț, orice decizie de încetare a furnizării de servicii de consum comandabil sau renunțarea permanentă la unitatea consumatoare cu consum comandabil. Aceste informații pot fi agregate conform specificațiilor operatorului de sistem relevant sau OST.

276. Operatorul de sistem relevant trebuie să specifice și să pună la dispoziția publicului detalii suplimentare privind procedura de notificare.

Subsecțiunea 2

Proceduri pentru unitățile consumatoare dintr-un loc de consum sau un sistem de distribuție închis racordat la un nivel de tensiune de cel mult 1 000 V

277. Procedura de notificare pentru o unitate consumatoare dintr-un loc de consum sau un sistem de distribuție închis racordat la un nivel de tensiune de 1 000 V sau mai mic cuprinde un document al instalației;

278. Operatorul de sistem relevant furnizează modelul de document al instalației, conținutul acestuia fiind convenit cu OST, fie în mod direct, fie în mod indirect, printr-un terț.

279. Pe baza unui document al instalației, gestionarul locului de consum sau operatorul sistemului de distribuție închis transmit informații, direct sau indirect, printr-un terț, operatorului de sistem relevant sau OST. Data acestei transmiteri trebuie să fie anterioară ofertei făcute pe piață de către unitatea consumatoare în ceea ce privește capacitatea de consum comandabil. Cerințele prevăzute în documentul instalației diferențiază între tipuri de racordări diferite și între diferitele categorii de servicii de consum comandabil.

280. Pentru unitățile consumatoare cu consum comandabil succesive, se furnizează documente separate ale instalației.

281. Conținutul documentului instalației al fiecărei unități consumatoare poate fi agregat de operatorul de sistem relevant sau de OST.

282. Documentul instalației conține următoarele informații:

- 1) locul în care este racordat la rețea locul de consum cu consum comandabil;
- 2) capacitatea maximă a instalației cu consum comandabil în kW;

- 3) tipul serviciilor de consum comandabil;
- 4) certificatul unității consumatoare și certificatul echipamentului relevant pentru serviciul de consum comandabil sau, dacă acestea nu sunt disponibile, informații echivalente;
- 5) datele de contact ale gestionarului locului de consum, ale operatorului sistemului de distribuție închis sau ale terțului care agregă unitățile consumatoare din locul de consum sau din sistemul de distribuție închis.

Subsecțiunea 3

Proceduri pentru unitățile consumatoare dintr-un loc de consum sau un sistem de distribuție închis racordat la un nivel de tensiune mai mare de 1 000 V

283. Procedura de notificare pentru o unitate consumatoare dintr-un loc de consum sau un sistem de distribuție închis racordat la un nivel de tensiune de peste 1 000 V cuprinde un document al consumatorului comandabil (în continuare –DCC). Operatorul de sistem relevant, în coordonare cu OST, specifică conținutul solicitat pentru DCC. Conținutul DCC impune o declarație de conformitate care să conțină informațiile prevăzute la Secțiunile 2, 3 și 4 din Capitolul IV, Titlul III din prezentul Cod în ceea ce privește unitățile consumatoare și sistemele de distribuție închise, dar cerințele referitoare la conformitate pentru locurile de consum și sistemele de distribuție închise, prevăzute la Secțiunile 2, 3 și 4 din Capitolul IV, Titlul III din prezentul Cod, pot fi simplificate la o singură etapă de notificare și pot fi reduse. Gestionarul locului de consum sau operatorul sistemului de distribuție închis furnizează informațiile necesare și le transmite operatorului de sistem relevant. Unitățile consumatoare cu consum comandabil succesive furnizează DCC separate.

284. Pe baza DCC, operatorul de sistem relevant emite o NFF către gestionarul locului de consum sau operatorul sistemului de distribuție închis.

Capitolul IV CONFORMITATE

Secțiunea 1 Dispoziții generale

Subsecțiunea 1

Responsabilitatea gestionarului locului de consum, a operatorului sistemului de distribuție și a operatorului sistemului de distribuție închis

285. Gestionarii locurilor de consum racordate la rețeaua electrică de transport și OSD se asigură că locurile lor de consum racordate la rețeaua electrică de transport, instalațiile de distribuție racordate la rețeaua electrică de transport sau sistemele de distribuție corespund cerințelor prevăzute în prezentul Cod. Un gestionar al locului de consum sau un operator al sistemului de distribuție închis care furnizează servicii de consum comandabil operatorilor de sistem relevanți și OST se asigură că unitatea consumatoare este în conformitate cu cerințele prevăzute de prezentul Cod.

286. În cazurile în care cerințele prezentului Cod sunt aplicabile unităților consumatoare utilizate de un loc de consum sau de un sistem de distribuție închis pentru

a furniza servicii de consum comandabil operatorilor de sistem relevanți și OST, gestionarul locului de consum sau operatorul sistemului de distribuție închis poate delega unor terți, în totalitate sau parțial, sarcini precum comunicarea cu operatorul de sistem relevant sau cu OST și obținerea documentației care demonstrează conformitatea de la gestionarul locului de consum, de la OSD sau de la operatorul sistemului de distribuție închis.

Terții sunt tratați drept utilizatori unici, cu dreptul de a compila documentația relevantă și de a demonstra conformitatea cu dispozițiile prezentului Cod a locurilor lor de consum agregate sau a sistemelor lor de distribuție închise agregate. Locurile de consum și sistemele de distribuție închise care furnizează servicii de consum comandabil către operatorii de sistem relevanți și OST pot acționa în mod colectiv prin terți.

287. În cazul în care obligațiile sunt îndeplinite prin terți, aceștia trebuie doar să informeze operatorul de sistem relevant în legătură cu modificări ale totalității serviciilor oferite, ținând seama de serviciile specifice fiecărei locații.

288. Dacă cerințele sunt specificate de OST sau sunt concepute în scopul funcționării sistemului OST, se pot stabili, împreună cu OST, teste sau cerințe alternative pentru acceptarea rezultatelor testelor pentru aceste cerințe.

289. Orice intenție de modificare a capacităților tehnice ale locului de consum racordat la rețeaua electrică de transport, ale instalației de distribuție racordate la rețeaua electrică de transport, ale sistemului de distribuție sau ale unității consumatoare, care are un impact asupra respectării cerințelor prevăzute în secțiunile 2-4, Capitolul IV, Titlul III, este notificată operatorului de sistem relevant, direct sau indirect, printr-un terț, înaintea punerii în aplicare a respectivei modificări, în termenul prevăzut de operatorul de sistem relevant.

290. Eventualele incidente sau deficiențe ale locului de consum racordat la rețeaua electrică de transport, ale instalației de distribuție racordate la rețeaua electrică de transport, ale sistemului de distribuție sau ale unității consumatoare, care au un impact asupra respectării cerințelor prevăzute în secțiunile 2-4, Capitolul IV, Titlul III, sunt notificate operatorului de sistem relevant, direct sau indirect, în cel mai scurt timp posibil de la înregistrarea incidentului respectiv.

291. Orice planificare a testelor și procedurilor pentru verificarea conformității cu cerințele prezentului Cod a locului de consum racordat la rețeaua electrică de transport, a instalației de distribuție racordate la rețeaua electrică de transport, a sistemului de distribuție sau a unității consumatoare sunt notificate operatorului de sistem relevant în termenul specificat de operatorul de sistem relevant și sunt aprobate de operatorul de sistem relevant înainte de fi puse în aplicare.

292. Operatorul de sistem relevant poate participa la testele respective și poate înregistra performanța locului de consum racordat la rețeaua electrică de transport, a instalației de distribuție racordate la rețeaua electrică de transport, a sistemului de distribuție și a unității consumatoare.

Subsecțiunea 2

Sarcinile operatorului de sistem relevant

293. Operatorul de sistem relevant evaluează conformitatea cu cerințele prezentului Cod a unui loc de consum racordat la rețeaua electrică de transport, a unei instalații de distribuție racordate la rețeaua electrică de transport, a unui sistem de distribuție sau a unei unități consumatoare, de-a lungul întregii durate de viață a locului de consum racordat la rețeaua electrică de transport, a instalației de distribuție racordate la rețeaua electrică de transport, a sistemului de distribuție sau a unității consumatoare. Gestionarul locului de consum, OSD sau operatorul sistemului de distribuție închis este informat în privința rezultatului acestei evaluări.

Conformitatea unei unități consumatoare utilizate de un loc de consum sau de un sistem de distribuție închis pentru a furniza servicii de consum comandabil către OST se evaluează de către OST împreună cu operatorul de sistem relevant și, dacă este cazul, în coordonare cu terțul implicat în agregarea locurilor de consum.

294. Operatorul de sistem relevant are dreptul de a solicita gestionarului locului de consum, OSD sau operatorului sistemului de distribuție închis să efectueze teste de conformitate și simulări în conformitate cu un plan iterativ sau cu un program general sau în urma unei eventuale deficiențe, modificări sau înlocuiri a oricărui echipament ce ar putea avea un impact asupra conformității cu cerințele prezentului Cod a locului de consum racordat la rețeaua electrică de transport, a instalației de distribuție racordate la rețeaua electrică de transport, a sistemului de distribuție sau a unității consumatoare.

Gestionarul locului de consum, OSD sau operatorul sistemului de distribuție închis este informat în privința rezultatului acestor teste de conformitate și simulări.

295. Operatorul de sistem relevant pune la dispoziția publicului lista cu informațiile și documentele care urmează a fi furnizate, precum și cerințele care trebuie îndeplinite de gestionarul locului de consum, de OSD sau de operatorul sistemului de distribuție închis în cadrul procesului de conformitate. Lista conține cel puțin următoarele informații, documente și cerințe:

- 1) toate documentele și certificatele care trebuie furnizate de gestionarul locului de consum, de OSD sau de operatorul sistemului de distribuție închis;
- 2) detalii referitoare la datele tehnice solicitate locului de consum racordat la rețeaua electrică de transport, instalației de distribuție racordate la rețeaua electrică de transport, sistemului de distribuție sau unității consumatoare, cu relevanță pentru racordarea la rețea sau pentru funcționarea rețelei;
- 3) cerințe pentru modele de studii ale sistemelor staționare și dinamice;
- 4) calendarul pentru furnizarea unor informații de sistem necesare pentru efectuarea studiilor;
- 5) studiile realizate de gestionarul locului de consum, de OSD sau de operatorul sistemului de distribuție închis pentru a demonstra performanțele preconizate în regim permanent și dinamic în legătură cu cerințele prevăzute în secțiunile 2, 3 și 4 din prezentul capitol;
- 6) condițiile și procedurile, inclusiv domeniul de aplicare, pentru înregistrarea certificatelor pentru echipamente;
- 7) condiții și proceduri pentru utilizarea de către gestionarul locului de consum, de către OSD sau de către operatorul sistemului de distribuție închis a certificatelor echipamentelor relevante eliberate de un organism de certificare autorizat.

296. Operatorul de sistem relevant publică alocarea responsabilităților către gestionarul locului de consum, către OSD sau către operatorul sistemului de distribuție închis și operatorul de sistem în ceea ce privește testele de conformitate, simulările și monitorizarea.

297. Operatorul de sistem relevant poate delega unor terți, total sau parțial, exercitarea activității sale de monitorizare a conformității. În astfel de cazuri, operatorul de sistem relevant trebuie să continue să asigure conformitatea cu pct. 22-25, inclusiv prin angajamente de confidențialitate încheiate cu cesionarul.

298. Dacă testele de conformitate sau simulările nu pot fi executate astfel cum s-a convenit între operatorul de sistem relevant și gestionarul locului de consum, OSD sau operatorul sistemului de distribuție închis din motive ce pot fi atribuite operatorului de sistem relevant, atunci acesta din urmă nu va refuza în mod nerezonabil notificarea menționată în secțiunile 2 și 3. Capitolul IV, Titlul III.

Secțiunea 2

Testele de conformitate

Subsecțiunea 1

Dispoziții comune pentru testele de conformitate

299. Testarea performanței unui loc de consum racordat la rețeaua electrică de transport, a unei instalații de distribuție racordate la rețeaua electrică de transport sau a unei unități consumatoare cu reglaj de putere activă al consumului comandabil, cu reglaj de putere reactivă al consumului comandabil sau cu management al congestiilor în rețeaua electrică cu ajutorul consumului comandabil vizează să demonstreze că sunt satisfăcute cerințele prevăzute de prezentul Cod.

300. Fără a se aduce atingere cerințelor minime pentru efectuarea testelor de conformitate stabilite în prezentul Cod, operatorul de sistem relevant are următoarele drepturi:

- 1) să permită gestionarului locului de consum, OSD sau operatorului sistemului de distribuție închis să efectueze o serie de teste alternative, cu condiția ca acestea să fie eficiente și să demonstreze îndeajuns că un loc de consum sau un sistem de distribuție este în conformitate cu cerințele prezentului Cod;
- 2) să solicite gestionarului locului de consum, OSD sau operatorului sistemului de distribuție închis să efectueze teste suplimentare sau alternative în cazurile în care informațiile furnizate operatorului de sistem relevant în ceea ce privește testele de conformitate în temeiul dispozițiilor de la Subsecțiunile 2-6 din prezenta secțiune nu sunt suficiente pentru a demonstra conformitatea cu cerințele prezentului Cod.

301. Gestionarul locului de consum, OSD sau operatorul sistemului de distribuție închis este responsabil de efectuarea testelor în conformitate cu condițiile prevăzute în Secțiunea 2, Capitolul IV, Titlul III. Operatorul de sistem relevant cooperează și nu întârzie nejustificat efectuarea testelor.

302. Operatorul de sistem relevant poate participa la verificarea conformității fie la fața locului, fie de la distanță, de la camera de comandă a operatorului de sistem. În acest scop, gestionarul locului de consum, OSD sau operatorul sistemului de distribuție închis trebuie să furnizeze echipamentele de monitorizare necesare pentru a înregistra toate semnalele și măsurătorile relevante, precum și să se asigure că reprezentanții

gestionarului locului de consum, ai OSD sau ai operatorului sistemului de distribuție închis sunt disponibili la fața locului pe parcursul întregii perioade de testare. Semnalele specificate de operatorul de sistem relevant trebuie să fie furnizate dacă, pentru anumite teste, operatorul de sistem dorește să utilizeze propriile echipamente pentru înregistrarea performanțelor. Operatorul de sistem relevant este singurul în măsură să decidă cu privire la participarea sa.

Subsecțiunea 2

Testele de conformitate pentru deconectarea și reconectarea instalațiilor de distribuție racordate la rețeaua electrică de transport

303. Instalațiile de distribuție racordate la rețeaua electrică de transport trebuie să corespundă cerințelor pentru deconectare și reconectare menționate la Subsecțiunea 8, Secțiunea 1, Capitolul II din Titlul III și trebuie să fie supuse testelor de conformitate de mai jos.

304. În ceea ce privește testarea capacității de reconectare după o deconectare accidentală cauzată de o perturbație în rețea, reconectarea se realizează printr-o procedură de reconectare, preferabil prin automatizare, autorizată de OST.

305. În ceea ce privește testul de sincronizare, trebuie demonstrate capacitățile tehnice de sincronizare ale instalației de distribuție racordate la rețeaua electrică de transport. Acest test va verifica setările dispozitivelor de sincronizare. Acest test vizează următoarele aspecte: tensiunea, frecvența, domeniul de defazaj și deviațiile tensiunii și frecvenței.

306. În ceea ce privește testul deconectării de la distanță, trebuie să se demonstreze că instalația de distribuție racordată la rețeaua electrică de transport are capacitatea tehnică de a se deconecta de la distanță de la rețeaua electrică de transport la punctul sau punctele de racordare atunci când OST solicită acest lucru și în intervalul de timp specificat de OST.

307. În ceea ce privește testul deconectării consumului la scăderea frecvenței, trebuie să se demonstreze că instalația de distribuție racordată la rețeaua electrică de transport are capacitatea tehnică de deconectare a consumului la scăderea frecvenței pentru un procentaj din consum care urmează a fi specificat de OST în coordonare cu OST adiacenți, dacă este echipat astfel cum se prevede în Subsecțiunea 8, Secțiunea 1, Capitolul II din Titlul III. În ceea ce privește testul de deconectare a consumului la scăderea frecvenței, trebuie să se demonstreze, în conformitate cu pct. 232 și 233, că instalația de distribuție racordată la rețeaua electrică de transport are capacitatea tehnică de a funcționa prin alimentare cu o tensiune nominală de curent alternativ. OST specifică această valoare a tensiunii de curent alternativ.

308. În ceea ce privește testul de deconectare a consumului la tensiune scăzută, trebuie să se demonstreze, în conformitate cu pct. 233, că instalația de distribuție racordată la rețeaua electrică de transport are capacitatea tehnică de a bloca într-o singură acțiune comutatorul de ploturi sub sarcină prevăzut la pct. 234.

309. În locul unei părți a testelor prevăzute la pct. 303 poate fi utilizat un certificat al echipamentului, cu condiția ca certificatul respectiv să fie furnizat OST.

Subsecțiunea 3

Testele de conformitate pentru schimbul de informații cu instalațiile de distribuție racordate la rețeaua electrică de transport

310. În ceea ce privește schimbul de informații dintre OST și operatorul de distribuție racordat la rețeaua electrică de transport, în timp real sau periodic, trebuie să se demonstreze că instalația de distribuție racordată la rețeaua electrică de transport are capacitatea tehnică de a se conforma standardului privind schimbul de informații instituit în temeiul pct. 231.

311. În locul unei părți a testelor prevăzute la pct. 310 poate fi utilizat un certificat al echipamentului, cu condiția ca certificatul respectiv să fie furnizat OST.

Subsecțiunea 4

Testele de conformitate pentru deconectarea consumului și reconectarea locurilor de consum racordate la rețeaua electrică de transport

312. Locurile de consum racordate la rețeaua electrică de transport trebuie să corepundă cerințelor pentru deconectare și reconectare menționate în Subsecțiunea 8, Secțiunea 1, Capitolul II din Titlul III și trebuie să fie supuse testelor de conformitate de mai jos.

313. În ceea ce privește testarea capacității de reconectare după o deconectare accidentală cauzată de o perturbație în rețea, reconectarea se realizează printr-o procedură de reconectare, preferabil prin automatizare, autorizată de OST.

314. În ceea ce privește testul de sincronizare, trebuie demonstrate capacitățile tehnice de sincronizare ale locului de consum racordat la rețeaua electrică de transport. Acest test va verifica setările dispozitivelor de sincronizare. Acest test vizează următoarele aspecte: tensiunea, frecvența, domeniul de defazaj și deviațiile tensiunii și frecvenței.

315. În ceea ce privește testul deconectării de la distanță, trebuie să se demonstreze că locul de consum racordat la rețeaua electrică de transport are capacitatea tehnică de a se deconecta de la distanță de la rețeaua electrică de transport la punctul sau punctele de racordare atunci când OST solicită acest lucru și în intervalul de timp specificat de OST.

316. În ceea ce privește testul de deconectare a consumului la scăderea frecvenței, trebuie să se demonstreze, în conformitate cu pct. 232 și 233, că locul de consum racordat la rețeaua electrică de transport are capacitatea tehnică de a funcționa în condițiile alimentării cu o tensiune nominală de c.a. OST specifică această valoare a tensiunii de c.a.

317. În ceea ce privește testul de deconectare a consumului la tensiune scăzută, trebuie să se demonstreze, în conformitate cu pct. 233, că locul de consum racordat la rețeaua electrică de transport are capacitatea tehnică de a bloca într-o singură acțiune comutatorul de ploturi sub sarcină prevăzut la pct. 234.

318. În locul unei părți a testelor prevăzute la pct. 312 poate fi utilizat un certificat al echipamentului, cu condiția ca certificatul respectiv să fie furnizat OST.

Subsecțiunea 5

Testele de conformitate pentru schimbul de informații cu locurile de consum racordate la rețeaua electrică de transport

319. În ceea ce privește schimbul de informații dintre OST și gestionarul locului de consum racordat la rețeaua electrică de transport, în timp real sau periodic, trebuie să se demonstreze că locul de consum racordat la rețeaua electrică de transport are capacitatea tehnică de a se conforma standardului privind schimbul de informații instituit în temeiul pct. 231.

320. În locul unei părți a testelor prevăzute la pct. 319 poate fi utilizat un certificat al echipamentului, cu condiția ca certificatul respectiv să fie furnizat OST.

Subsecțiunea 6

Testarea conformității în cazul unităților consumatoare cu reglaj al puterii active al consumului comandabil, cu reglaj al puterii reactive al consumului comandabil și cu management al congestiilor în rețeaua electrică cu ajutorul consumului comandabil

321. În ceea ce privește testul de modificare a consumului de putere:

1) fie individual, fie colectiv, ca parte a agregării locurilor de consum prin intermediul unui terț, trebuie să se demonstreze că unitatea consumatoare utilizată de un loc de consum sau de un sistem de distribuție închis pentru a furniza reglaj de putere activă al consumului comandabil, reglaj de putere reactivă al consumului comandabil sau management al congestiilor în rețeaua electrică cu ajutorul consumului comandabil are capacitatea tehnică de a își schimba consumul de putere, după primirea unei dispoziții din partea operatorului de sistem relevant sau a OST, în domeniul, pentru durata și conform planificării convenite în prealabil și stabilite în conformitate cu Subsecțiunea 2, Secțiunea 1, Capitolul III din Titlul III;

2) testul se efectuează fie în urma unei dispoziții, fie în urma simulării primirii unei dispoziții de la operatorul de sistem relevant sau OST, prin modificarea consumului de putere a locului de consum sau a sistemului de distribuție închis;

3) testul este considerat efectuat cu succes dacă sunt respectate condițiile specificate de operatorul de sistem relevant sau de OST în temeiul pct. 267, sbp. 4), 6), 7), 8), 11) și 12);

4) în locul unei părți a testelor prevăzute la pct. 321, sbp. 2) poate fi utilizat un certificat al echipamentului, cu condiția ca certificatul respectiv să fie furnizat operatorului de sistem relevant sau OST.

322. În ceea ce privește testul de deconectare sau reconectare a instalațiilor de compensare statică:

1) fie individual, fie colectiv, ca parte a agregării locurilor de consum prin intermediul unui terț, trebuie să se demonstreze că unitatea consumatoare utilizată de un gestionar al locului de consum sau de un operator al sistemului de distribuție închis pentru a furniza reglaj de putere activă al consumului comandabil, reglaj de putere reactivă al consumului comandabil sau management al congestiilor în rețeaua electrică cu ajutorul consumului comandabil are capacitatea tehnică de a-și deconecta sau reconecta (sau ambele) instalația de compensare statică atunci când

primește o dispoziție de la operatorul de sistem relevant sau de la OST, în termenul prevăzut în conformitate cu Subsecțiunea 2, Secțiunea 1, Capitolul III din Titlul III;

2) testul se efectuează prin simularea primirii unei dispoziții de la operatorul de sistem relevant sau de la OST, urmată de deconectarea instalației de compensare statică, de simularea primirii unei dispoziții de la operatorul de sistem relevant sau de la OST și apoi de reconectarea locului respectiv;

3) testul este considerat efectuat cu succes dacă sunt respectate condițiile specificate de operatorul de sistem relevant sau de OST în temeiul pct. 268, sbp. 4), 6), 7), 8), 11) și 12).

Secțiunea 3

Simularea conformității

Subsecțiunea 1

Dispoziții comune pentru simulările de conformitate

323. Simularea performanței tehnice a unui loc de consum racordat la rețeaua electrică de transport, a unei instalații de distribuție racordate la rețeaua electrică de transport sau a unei unități consumatoare cu reglaj foarte rapid al puterii active al consumului în interiorul unui loc de consum sau al unui sistem de distribuție închis demonstrează dacă sunt sau nu satisfacute cerințele prevăzute de prezentul Cod.

324. Simulările se efectuează în următoarele circumstanțe:

- 1) este necesară o nouă racordare la rețeaua electrică de transport;
- 2) a fost contractată o nouă unitate consumatoare utilizată de un loc de consum sau de un sistem de distribuție închis pentru a furniza OST reglaj foarte rapid al puterii active al consumului, în conformitate cu Subsecțiunea 4, Secțiunea 1, Capitolul III din Titlul III;
- 3) are loc o dezvoltare suplimentară, o înlocuire sau o modernizare a echipamentului;
- 4) o presupusă neconformitate a operatorului de sistem relevant cu cerințele prezentului Cod.

325. Fără a aduce atingere cerințelor minime pentru efectuarea simulării de conformitate stabilite în prezentul titlu, operatorul de sistem relevant are următoarele drepturi:

- 1) să permită gestionarului locului de consum, OSD sau operatorului sistemului de distribuție închis să efectueze o serie de simulări alternative, cu condiția ca acestea să fie eficiente și să demonstreze îndeajuns că un loc de consum sau un sistem de distribuție este în conformitate cu cerințele prezentului Cod;
- 2) să solicite gestionarului locului de consum, OSD sau operatorului sistemului de distribuție închis sau să efectueze serii de simulări suplimentare sau alternative în cazurile în care informațiile furnizate operatorului de sistem relevant în ceea ce privește simularea conformității în temeiul dispozițiilor din Subsecțiunile 2-4 din prezenta secțiune nu sunt suficiente pentru a demonstra conformitatea cu cerințele prezentului titlu.

326. Gestionarul locului de consum racordat la rețeaua electrică de transport sau operatorul sistemului de distribuție racordat la rețeaua electrică de transport furnizează un raport cu rezultatele simulării pentru fiecare loc de consum racordat la rețeaua electrică de transport în parte sau pentru fiecare instalație de distribuție racordată la rețeaua electrică de transport în parte. Gestionarul locului de consum racordat la rețeaua electrică de transport sau operatorul sistemului de distribuție racordat la rețeaua electrică de transport produce și furnizează un model matematic utilizat în simulare validat pentru un anumit loc de consum racordat la rețeaua electrică de transport sau pentru o anumită instalație de distribuție racordată la rețeaua electrică de transport. Tipul modelelor de simulare este prevăzut la pct. 237 și 238.

327. Operatorul de sistem relevant are dreptul de a verifica dacă un loc de consum sau un sistem de distribuție respectă cerințele prezentului Cod, prin efectuarea propriilor simulări de conformitate pe baza rapoartelor de simulare furnizate, a modelelor utilizate în simulare și a măsurătorilor de la testele de conformitate.

328. Operatorul de sistem relevant furnizează gestionarului locului de consum, OSD sau operatorului sistemului de distribuție închis datele tehnice și un model de simulare a rețelei, în măsura în care acest lucru este necesar pentru a efectua simulările necesare în conformitate cu Subsecțiunile 2-4 din prezenta secțiune.

Subsecțiunea 2

Simulări de conformitate în cazul instalațiilor de distribuție racordate la rețeaua electrică de transport

329. În ceea ce privește simularea capacității de putere reactivă a unei instalații de distribuție racordate la rețeaua electrică de transport:

- 1) pentru calcularea consumului de putere reactivă în condiții de sarcină și de producere diferite, se utilizează un model de simulare a circulației de putere în regim permanent a rețelei sistemului de distribuție racordat la rețeaua electrică de transport;
- 2) din simulări face parte o combinație de condiții de sarcină minimă și maximă în regim permanent și de producere care determină cel mai redus și cel mai ridicat consum de putere reactivă;
- 3) în conformitate cu Subsecțiunea 4, Secțiunea 1 din Capitolul II Titlul III, din simulări face parte calcularea exportului de putere reactivă la o circulație de putere activă de mai puțin de 25 % din capacitatea de import maximă la punctul de racordare.

330. OST poate specifica metoda pentru simularea conformității reglajului activ al puterii reactive prevăzute la pct. 219.

331. Se consideră că simularea a fost efectuată cu succes dacă rezultatele demonstrează respectarea cerințelor prevăzute de Subsecțiunea 4, Secțiunea 1, Capitolul II din Titlul III.

Subsecțiunea 3

Simulări de conformitate în cazul locurilor de consum racordate la rețeaua electrică de transport

332. În ceea ce privește simularea capacității de putere reactivă a unui loc de consum racordat la rețeaua electrică de transport fără producere distribuită:

1) trebuie să se demonstreze că locul de consum racordat la rețeaua electrică de transport fără producere distribuită are capacitatea de a produce putere reactivă în punctul de racordare;

2) pentru calcularea consumului de putere reactivă în condiții de sarcină diferite, se utilizează un model de simulare a circulației de putere a locului de consum racordat la rețeaua electrică de transport. Din simulări fac parte condițiile de putere minimă și maximă care determină cel mai redus și cel mai ridicat consum de putere reactivă în punctul de racordare;

3) se consideră că simularea a fost efectuată cu succes dacă rezultatele demonstrează respectarea cerințelor prevăzute la pct. 217 și 218.

333. În ceea ce privește simularea capacității de putere reactivă a unui loc de consum racordat la rețeaua electrică de transport cu producere distribuită:

1) pentru calcularea consumului de putere reactivă în condiții de sarcină și de producere diferite, se utilizează un model de simulare a circulației de putere a locului de consum racordat la rețeaua electrică de transport;

2) din simulări face parte o combinație de condiții de sarcină minimă și maximă și de generare care determină cea mai redusă și cea mai ridicată capacitate de putere reactivă la punctul de racordare;

3) se consideră că simularea a fost efectuată cu succes dacă rezultatele demonstrează respectarea cerințelor prevăzute la pct. 217 și 218.

Subsecțiunea 4

Simulări de conformitate privind unitățile consumatoare cu reglaj foarte rapid al puterii active al consumului

334. Modelul unității consumatoare utilizate de un gestionar al locului de consum sau de un operator al sistemului de distribuție închis pentru a furniza reglaj foarte rapid al puterii active al consumului demonstrează capacitatea tehnică a unității consumatoare de a furniza reglaj foarte rapid al puterii active al consumului în cazul scăderii frecvenței în condițiile prevăzute în Subsecțiunea 4, Secțiunea 1, Capitolul III din Titlul III.

335. Se consideră că simularea a fost efectuată cu succes dacă modelul demonstrează respectarea condițiilor prevăzute în Subsecțiunea 4, Secțiunea 1, Capitolul III din Titlul III.

Secțiunea 4

Monitorizarea conformității

Subsecțiunea 1

Monitorizarea conformității în cazul instalațiilor de distribuție racordate la rețeaua electrică de transport

336. În ceea ce privește monitorizarea conformității în cazul cerințelor privind puterea reactivă, aplicabile instalațiilor de distribuție racordate la rețeaua electrică de transport:

- 1) instalația de distribuție racordată la rețeaua electrică de transport trebuie să fie dotată cu echipamentele necesare pentru măsurarea puterii active și a puterii reactive, în conformitate cu Subsecțiunea 4, Secțiunea 1, Capitolul II din Titlul III;
- 2) operatorul de sistem relevant stabilește programul de monitorizare a conformității.

Subsecțiunea 2

Monitorizarea conformității în cazul locurilor de consum racordate la rețeaua electrică de transport

337. În ceea ce privește monitorizarea conformității în cazul cerințelor privind puterea reactivă aplicabile locurilor de consum racordate la rețeaua electrică de transport:

- 1) locul de consum racordat la rețeaua electrică de transport trebuie să fie dotat cu echipamentele necesare pentru măsurarea puterii active și a puterii reactive, în conformitate cu Subsecțiunea 3, Secțiunea 1, Capitolul II din Titlul II;
- 2) operatorul de sistem relevant stabilește programul de monitorizare a conformității.

Titlul IV
CERINȚE PENTRU RACORDAREA LA REȚEA A SISTEMELOR DE
ÎNALTĂ TENSIUNE ÎN CURENT CONTINUU ȘI A MODULELOR
GENERATOARE DIN CENTRALĂ CONECTATE ÎN CURENT CONTINUU

Capitolul I
DOMENIU DE APLICARE

338. Prezentul Titlu stabilește cerințele pentru racordarea la rețea a sistemelor de tensiune înaltă în curent continuu (HVDC) și a modulelor generatoare din centrală conectate în curent continuu. În consecință, acesta contribuie la asigurarea unor condiții echitabile de concurență în cadrul pieței interne a energiei electrice, pentru a se asigura siguranța în funcționare și integrarea surselor de energie regenerabile și pentru a se facilita comerțul cu energie electrică. Prezentul Titlu stabilește obligații pentru asigurarea faptului că operatorii de sistem utilizează adecvat capacitățile sistemelor HVDC și ale modulelor MGCCC, într-un mod transparent și nediscriminatoriu.

339. Cerințele prezentului Titlu se aplică:

- 1) sistemelor HVDC care racordează zone sincrone sau zone de reglaj, inclusiv schemele „back-to-back”;
- 2) sistemelor HVDC care racordează modulele generatoare din centrală la o rețea de transport sau la o rețea de distribuție, în conformitate cu pct. 340;
- 3) sistemelor HVDC integrate într-o zonă de reglaj și racordate la rețeaua de transport;
- 4) sistemelor HVDC integrate într-o zonă de reglaj și racordate la rețeaua de distribuție, atunci când operatorul de transport și de sistem (OST) demonstrează existența unui impact transfrontalier. OST relevant trebuie să aibă în vedere dezvoltarea pe termen lung a rețelei în această evaluare.

340. Operatorii de sistem relevanți, în cooperare cu OST, propun Agenției spre aprobare aplicarea prezentului Cod la modulele MGCCC cu un singur punct de racordare la o rețea de transport sau la o rețea de distribuție care nu face parte dintr-o zonă sincronă în conformitate cu Secțiunea 3 din Titlul I. Toate celelalte module din centrală care sunt conectate în curent alternativ, dar sunt racordate în curent continuu la o zonă sincronă sunt considerate module MGCCC și intră în domeniul de aplicare al prezentului titlu.

341. Secțiunea 1 din Capitolul V, Subsecțiunile 3 și 4 din Secțiunea 1, Secțiunile 2 și 3 din Capitolul VI din prezentul titlu, precum și Capitolul IV din Titlul VI nu se aplică sistemelor HVDC dintr-o zonă de reglaj, menționate la pct. 339, sbp. 3) și 4) atunci când:

- 1) sistemul HVDC are cel puțin o stație de conversie HVDC deținută de către OST;
- 2) sistemul HVDC este deținut de o entitate care exercită controlul asupra Operatorul de sistem relevant;
- 3) sistemul HVDC este deținut de o entitate controlată direct sau indirect de către o entitate care exercită controlul asupra Operatorul de sistem relevant.

342. Cerințele de racordare pentru sistemele HVDC prevăzute la Capitolul II din prezentul Titlu se aplică punctelor de racordare la curent alternativ ale acestor sisteme,

cu excepția cerințelor prevăzute la pct. 396 și 397, și pct. 407, care se aplică pentru alte puncte de racordare, și pct. 366, care se aplică bornelor stațiilor de conversie HVDC.

343. Cerințele de racordare pentru modulele MGCCC și stațiile de conversie HVDC din extremități prevăzute în Capitolul III din prezentul Titlu nu se aplică la punctul de interfață cu HVDC al acestor sisteme, cu excepția cerințelor prevăzute la pct. 428, sbp. 1) și la pct. 450, care se aplică în punctul de racordare din zona sincronă în care se furnizează răspunsul în frecvență.

344. Operatorul de sistem relevant refuză să permită racordarea sistemelor HVDC și a MGCCC care nu respectă cerințele prevăzute în prezentul Cod și care nu sunt acoperite de o derogare acordată de către Agenție, în temeiul Titlului VI. Operatorul de sistem relevant comunică în scris acest refuz, prin intermediul unei declarații motivate, gestionarului sistemului HVDC și al MGCCC, și Agenției.

345. Prezentul regulament nu se aplică sistemelor HVDC al căror punct de racordare este sub 110 kV, cu excepția cazului în care existența unui impact transfrontalier este demonstrată de către OST. În cadrul evaluării menționate OST trebuie să ia în considerare dezvoltarea pe termen lung a rețelei.

Capitolul II

CERINȚE GENERALE PENTRU RACORDAREA HVDC

Secțiunea 1

Cerințe pentru reglajul puterii active și menținerea frecvenței

Subsecțiunea 1

Domeniile de frecvență

346. Un sistem HVDC trebuie să poată rămâne conectat la rețeaua electrică și să se mențină în funcțiune în domeniile de frecvență și perioadele de timp specificate în tabelul 1 din Anexa 3 pentru intervalul puterii de scurtcircuit, după cum se prevede la pct. 410.

347. OST și gestionarul sistemului HVDC pot conveni cu privire la domenii de frecvență mai largi sau la perioade minime de funcționare mai mari, dacă acest lucru este necesar pentru a menține sau a restabili siguranța în funcționare. Dacă domeniile de frecvență mai extinse sau perioadele minime de funcționare mai mari sunt fezabile din punct de vedere economic și tehnic, gestionarul sistemului HVDC nu va refuza în mod nerezonabil să-și dea acordul în acest sens.

348. Fără a aduce atingere pct. 346, un sistem HVDC trebuie să aibă capacitatea de deconectare automată la frecvențele specificate de către OST.

349. OST poate specifica o reducere maximă admisibilă a producției de putere față de punctul de funcționare în cazul în care frecvența este mai mică de 49 Hz.

Subsecțiunea 2

Capacitatea de rezistență la viteza de variație a frecvenței, capacitatea de reglaj a puterii active, intervalul de reglaj și valoarea rampei

350. Un sistem HVDC trebuie să poată rămâne conectat la rețea și în stare de funcționare dacă frecvența rețelei se variază cu o viteză între $- 2,5$ și $+ 2,5$ Hz/s (măsurată în orice moment ca o medie a vitezei de variație a frecvenței în ultima 1 s).

Subsecțiunea 3

Capacitatea de reglaj a puterii active, intervalul de reglaj și valoarea rampei

351. În ceea ce privește capacitatea de a regla puterea activă transportată:

1) în cazul unei instrucțiuni transmise de OST, un sistem HVDC trebuie să permită ajustarea puterii active transportate până la capacitatea sa maximă de transport în fiecare direcție.

OST are următoarele drepturi:

a) poate specifica o valoare maximă și una minimă a treptei de variație a puterii active transportate;

b) poate specifica o capacitate minimă de transport al puterii electrice active a HVDC pentru fiecare direcție, sub care nu este solicitată capacitatea de transport al puterii active;

c) trebuie să specifice perioada maximă de întârziere în interiorul căreia sistemul HVDC poate să ajusteze puterea activă transportată, la primirea unei cereri din partea OST;

2) OST trebuie să precizeze modul în care un sistem HVDC trebuie să fie capabil să modifice aportul de putere activă transportată în caz de perturbări în una sau mai multe dintre rețelele de curent alternativ la care este racordat. Dacă întârzierea inițială înainte de începutul schimbării este mai mare de 10 milisecunde de la primirea semnalului declanșator de către OST, acest lucru trebuie să fie justificat în mod rezonabil de către gestionarul sistemului HVDC în fața OST;

3) OST poate specifica faptul că un sistem HVDC trebuie să aibă capacitatea de inversare rapidă a puterii active. Inversarea puterii trebuie să fie posibilă de la limitele maxime de capacitate de transport al puterii active într-o direcție la capacitatea maximă de transport al puterii active în sens invers, cât mai repede posibil din punct de vedere tehnic și justificat în mod rezonabil de către gestionarul sistemului HVDC în fața OST în cazul în care durează mai mult de două secunde;

4) pentru sistemele HVDC care leagă zonele de reglaj sau zone sincrone diferite, sistemul HVDC trebuie să fie echipat cu funcții de reglaj care să permită OST să modifice puterea activă transportată, în scopul echilibrării transfrontaliere.

352. Un sistem HVDC trebuie să permită ajustarea valorii rampei de variație a puterii active, în limita capacităților sale tehnice, în conformitate cu instrucțiunile transmise de OST. În caz de modificare a puterii active în conformitate cu pct. 351, sbp. 2) și 3), valoarea rampei nu se ajustează.

353. Dacă un OST specifică acest lucru, în colaborare cu OST din țările învecinate, funcțiile de reglaj ale unui sistem HVDC trebuie să fie capabile să ia măsuri de remediere, inclusiv oprirea rampei și blocarea RFA, RFA-CR și RFA-SC și reglajul frecvenței. Criteriile de declanșare și de blocare trebuie să fie specificate de către OST, sub rezerva notificării Agenției.

Subsecțiunea 4

Inerția artificială

354. În cazul în care se specifică de un OST, un sistem HVDC trebuie să poată furniza inerție artificială ca răspuns la schimbările de frecvență, activată în regimurile de joasă frecvență sau de înaltă frecvență prin ajustarea rapidă a puterii active introduse sau retrase din rețeaua de curent alternativ pentru a limita viteza de variație a frecvenței. Cerința include cel puțin rezultatele studiilor efectuate de OST pentru a se stabili dacă este necesar să se stabilească o valoare minimă a inerției.

355. Principiul acestui sistem de reglaj și parametrii de performanță aferenți se convin între OST și gestionarul sistemului HVDC.

Subsecțiunea 5

Reglajul de frecvență, cerințele aplicabile răspunsului la abaterile de frecvență, răspunsului la abaterile de frecvență – creșterea frecvenței și răspunsului la abaterile de frecvență – scăderea frecvenței

356. Cerințele aplicabile răspunsului la variația de frecvență, răspunsului la abaterile de frecvență – creșterea frecvenței și răspunsului la variațiile de frecvență – scăderea frecvenței se stabilesc în conformitate cu Anexa 4.

Subsecțiunea 6

Reglajul de frecvență

357. În cazul în care se specifică de către OST, un sistem HVDC trebuie să fie prevăzut cu un mod de reglaj independent pentru a modifica producția de putere activă a stației de conversie HVDC în funcție de frecvențele din toate punctele de racordare ale sistemului HVDC în scopul de a menține stabilitatea frecvenței sistemelor.

358. OST precizează principiul de funcționare, parametrii de performanță aferenți și criteriile de activare a reglajului de frecvență menționat la pct. 357.

Subsecțiunea 7

Pierderea maximă de putere activă

359. Un sistem HVDC trebuie configurat astfel, încât pierderea de putere activă injectată într-o zonă sincronă să fie limitată la o valoare specificată de OST pentru zona lor de reglaj frecvență-putere, pe baza impactului sistemului HVDC asupra sistemului electroenergetic.

360. În cazul în care un sistem HVDC face legătura între două sau mai multe zone de reglaj, OST în cauză se consultă reciproc pentru a stabili o valoare coordonată a pierderii maxime din injecția de energie activă, astfel cum se menționează la pct. 359, ținând seama de afectarea comună a diferitelor zone.

Secțiunea 2

Cerințe pentru reglajul puterii reactive și menținerea tensiunii

Subsecțiunea 1

Domenii de tensiune

361. Fără a aduce atingere Subsecțiunii 1 din Secțiunea 3, Capitolul II al prezentului titlu, o stație de conversie HVDC trebuie să fie capabilă să rămână conectată la rețea, funcționând la valoarea maximă a curentului din sistemul HVDC, în limitele tensiunii de rețea din punctul de racordare, exprimate prin tensiunea în punctul de racordare aferent tensiunii nominale de 1 pu și în perioadele de timp prevăzute în tabelele 4 și 5 din Anexa 4. Stabilirea tensiunii nominale de 1 pu se face în comun de către operatorii de sistem relevanți din țările vecine. În urma consultării cu operatorii de sistem relevanți din țările vecine, OST stabilește pentru stațiile de conversie HVDC cerințele de funcționare în intervalele de tensiune și pentru perioade de timp care se aplică în zona sincronă a Europei Continentale.

362. Gestionarul sistemului HVDC și operatorul de sistem relevant, în cooperare cu OST, pot conveni asupra unor limite de tensiune mai mari sau asupra unor perioade minime de funcționare mai mari decât cele specificate la pct. 361, pentru a asigura utilizarea optimă a capacităților tehnice ale unui sistem HVDC, dacă acest lucru este necesar pentru a menține sau a restabili siguranța în funcționare. Dacă domeniile de tensiune mai extinse sau perioadele minime mai lungi de funcționare sunt fezabile din punct de vedere economic și tehnic, gestionarul sistemului HVDC nu va refuza în mod nerezonabil să-și dea consimțământul.

363. O stație de conversie HVDC trebuie să fie capabilă de deconectare automată la tensiunile din punctul de racordare specificate de operatorul de sistem relevant, în cooperare cu OST. Condițiile și parametrii pentru deconectarea automată se convin între operatorul de sistem relevant, în cooperare cu OST și cu gestionarul sistemului HVDC.

364. Pentru punctele de racordare la tensiunile nominale de curent alternativ de 1 pu, care nu sunt incluse în limitele prevăzute în Anexa 5, operatorul de sistem relevant, în cooperare cu OST, precizează cerințele aplicabile în punctele de racordare.

Subsecțiunea 2

Contribuția la scurtcircuit în timpul defectelor

365. Dacă se specifică de către operatorul de sistem relevant, în cooperare cu OST, un sistem HVDC trebuie să aibă capacitatea de a furniza componenta tranzitorie a curentului de defect într-un punct de racordare în cazul defectelor simetrice (trifazate).

366. În cazul în care un sistem HVDC trebuie să aibă capacitatea menționată la pct. 365, operatorul de sistem relevant, în cooperare cu OST, precizează următoarele:

- 1) modul și momentul în care se determină o abatere de tensiune, precum și terminarea abaterii de tensiune;
- 2) caracteristicile componentei tranzitorii a curentului de defect;
- 3) secvența de timp și precizia componentei de regim tranzitoriu a curentului de defect, care poate include mai multe etape.

367. Operatorul de sistem relevant, în coordonare cu OST, poate include o cerință pentru introducerea de curent asimetric în cazul defectelor asimetrice (monofazate sau bifazate).

Subsecțiunea 3

Capacitatea de livrare de putere reactivă

368. Operatorul de sistem relevant, în colaborare cu OST, trebuie să stabilească cerințele referitoare la capacitatea de livrare de putere reactivă la punctele de racordare, în contextul variațiilor de tensiune. Propunerea pentru aceste cerințe include o diagramă $U-Q/P_{\max}$, în limita căreia stația de conversie HVDC trebuie să poată furniza putere reactivă la capacitatea sa maximă de transport al puterii active.

369. Diagrama $U-Q/P_{\max}$ menționată la pct. 368 respectă următoarele principii:

- 1) diagrama $U-Q/P_{\max}$ nu trebuie să depășească conturul profilului $U-Q/P_{\max}$ reprezentat de conturul interior din figura din Anexa 6 și nu este necesar să fie de formă dreptunghiulară;
- 2) dimensiunile conturului profilului $U-Q/P_{\max}$ trebuie să respecte valorile stabilite pentru fiecare zonă sincronă în tabelul care figurează în Anexa 6;
- 3) poziția conturului profilului $U-Q/P_{\max}$ trebuie să respecte limitele conturului exterior fix din grafiul din Anexa 6.

370. Un sistem HVDC trebuie să se poată deplasa la orice punct de funcționare din cadrul diagramei $U-Q/P_{\max}$ în intervalele de timp specificate de operatorul de sistem relevant în cooperare cu OST.

371. Atunci când funcționează la o putere activă sub valoarea maximă a capacității de transport al puterii active a HVDC ($P < P_{\max}$), stația de conversie HVDC trebuie să fie capabilă să funcționeze în orice punct de funcționare posibil, astfel cum se specifică de către operatorul de sistem relevant în cooperare cu OST și în conformitate cu capacitatea de putere reactivă stabilită de profilul $U-Q/P_{\max}$ indicat la pct. 368-370.

Subsecțiunea 4

Puterea reactivă schimbată cu rețeaua

372. Gestionarul sistemului HVDC se asigură că puterea reactivă a stației de conversie HVDC schimbată cu rețeaua în punctul de racordare este limitată la valorile specificate de operatorul de sistem relevant în cooperare cu OST.

373. Variația puterii reactive cauzată de funcționarea stației de conversie HVDC în modul de reglaj al puterii reactive, menționată la pct. 374, nu duce la un salt de tensiune mai mare decât valoarea permisă în punctul de racordare. Operatorul de sistem relevant, în cooperare cu OST, stabilește această valoare maximă tolerabilă a variației de tensiune.

Subsecțiunea 5

Modul de reglaj al puterii reactive

374. O stație de conversie HVDC trebuie să fie capabilă de funcționare într-unul sau mai multe din modurile de reglaj de mai jos, după cum specifică operatorul de sistem relevant în cooperare cu OST:

- 1) modul de reglaj al tensiunii;
- 2) modul de reglaj al puterii reactive;
- 3) modul de reglaj al factorului de putere.

375. O stație de conversie HVDC trebuie să fie capabilă de funcționare în moduri de reglaj suplimentare, specificate de operatorul de sistem relevant în cooperare cu OST.

376. În ceea ce privește modul de reglaj al tensiunii, fiecare stație de conversie HVDC trebuie să fie capabilă să contribuie la reglajul tensiunii în punctul de racordare prin utilizarea capacităților sale, respectând în același timp dispozițiile Subsecțiunilor 3 și 4, Secțiunea 2, Capitolul II din Titlul IV, în conformitate cu următoarele caracteristici ale reglajului:

1) o tensiune de referință în punctul de racordare trebuie prevăzută astfel încât să acopere un anumit interval de funcționare, în mod continuu sau în trepte, de către operatorul de sistem relevant, în cooperare cu OST;

2) reglajul tensiunii poate fi acționat cu sau fără bandă moartă în jurul unei valori de referință, care să poată fi selectată din intervalul de la zero până la $\pm 5\%$ din tensiunea de rețea convenită în unități relative 1 pu. Banda moartă trebuie să fie ajustabilă în trepte, după cum se specifică de către operatorul de sistem relevant în cooperare cu OST;

3) în urma unei schimbări a treptei de tensiune, stația de conversie HVDC trebuie să poată:

a) să realizeze 90 % din variația puterii reactive într-un timp t_1 prevăzut de operatorul de sistem în coordonare cu OST. Timpul t_1 trebuie să se situeze în intervalul 0,1-10 secunde;

b) să se limiteze la valoarea specificată de rampa de variație activă într-un timp t_2 , prevăzut de operatorul de sistem relevant în cooperare cu OST. Timpul t_2 trebuie să se situeze în intervalul 1-60 secunde, cu o anumită toleranță în regim staționar exprimată în % din valoarea maximă a puterii reactive;

4) modul de reglaj al tensiunii include capacitatea de a modifica puterea reactivă rezultată, pe baza unei combinații dintre o valoare de referință modificată a tensiunii și o altă componentă suplimentară a puterii reactive solicitate. Rampa trebuie să fie specificată de un interval de timp și o valoare de variație (treaptă), după cum se prevede de către operatorul de sistem relevant în cooperare cu OST.

377. În ceea ce privește modul de reglaj al puterii reactive, operatorul de sistem relevant indică o variație de putere reactivă în MVAr sau în procente (%) din valoarea maximă a puterii reactive, precum și precizia aferentă în punctul de racordare, utilizând capacitățile sistemului HVDC și respectând, totodată, Subsecțiunile 3 și 4 din prezenta Secțiune.

378. În ceea ce privește modul de comandă al factorului de putere, stația de conversie HVDC trebuie să poată regla factorul de putere în punctul de racordare la o valoare țintă, respectând Subsecțiunile 3 și 4 din prezenta Secțiune. Valorile prescrise referinței trebuie să fie disponibile în trepte care să nu depășească o valoare maximă permisă stabilită de operatorul de sistem relevant.

379. Operatorul de sistem relevant, în cooperare cu OST, trebuie să precizeze toate echipamentele necesare pentru a permite selectarea de la distanță a modurilor de reglaj și ale valorilor de referință.

Subsecțiunea 6

Prioritatea contribuției puterii active sau reactive

380. Ținând cont de capacitățile sistemului HVDC menționate în conformitate cu prezentul Cod, OST trebuie să stabilească dacă are prioritate contribuția puterii active sau contribuția puterii reactive în timpul funcționării la tensiune înaltă sau joasă sau în timpul defectelor pentru care este necesară capacitatea de trecere peste defect. În cazul în care prioritatea este acordată contribuției puterii active, furnizarea acesteia se stabilește într-un interval de timp de la începutul defectului, astfel cum se specifică de către OST.

Subsecțiunea 7

Calitatea energiei electrice

381. Un proprietar de sistem HVDC trebuie să se asigure că propriul sistem de racordare la rețea nu determină un nivel de distorsiune sau de fluctuații ale tensiunii de alimentare în rețea, în punctul de racordare, peste nivelul specificat de operatorul de sistem relevant în cooperare cu OST. Procesul necesar pentru realizarea de studii și furnizarea de date relevante de către toți utilizatorii rețelei implicați, precum și măsurile de atenuare identificate și implementate trebuie să respecte procedura din Subsecțiunea 2, Secțiunea 4, Capitolul II din prezentul titlu.

Secțiunea 3

Cerințe pentru capacitatea de trecere peste defect

Subsecțiunea 1

Capacitatea de trecere peste defect

382. OST trebuie să precizeze, respectând prevederile Subsecțiunii 1, Secțiunea 2, din Capitolul II al prezentului titlu, o diagramă a dependenței tensiune-timp, astfel cum este prevăzut în Anexa 7, având în vedere modul de evoluție a tensiunii în timp prevăzut pentru modulele generatoare din centrală în conformitate cu Titlul II din prezentul Cod. Această diagramă se aplică în punctele de racordare în condiții de defect, în care stația de conversie HVDC trebuie să poată rămâne conectată la rețea în stare de funcționare stabilă după ce sistemul și-a revenit în urma eliminării defectului. Diagrama dependenței tensiune-timp exprimă o limită inferioară a traiectoriei reale a tensiunilor la borne pentru nivelul de tensiune a rețelei în punctul de racordare în timpul unui defect simetric, ca funcție de timp înainte, în timpul defectului și după acesta. Orice trecere peste defect care depășește t_{rec2} se stabilește de către OST, în conformitate cu Subsecțiunea 7 din secțiunea 2 a prezentului capitol.

383. La cererea gestionarului de sistem HVDC, operatorul de sistem relevant furnizează condițiile ante- și post-defect, după cum se prevede la pct. 408-410 în ceea ce privește:

- 1) capacitatea minimă de scurtcircuit pre-defect la fiecare punct de racordare, exprimată în MVA;
- 2) punctul de funcționare ante-defect al stației de conversie HVDC, exprimat în putere activă și putere reactivă în punctul de racordare și tensiune în punctul de racordare;
- 3) capacitatea minimă de scurtcircuit post-defect la fiecare punct de racordare, exprimată în MVA.

În mod alternativ, operatorul de sistem relevant poate furniza valorile generice pentru condițiile de mai sus, derivate din cazuri tipice.

384. Stația de conversie HVDC trebuie să rămână conectată la rețea și să continue să funcționeze în mod stabil în cazul, în care variația reală a tensiunilor la borne pe nivelul de tensiune în punctul de racordare în timpul unui defect simetric, având în vedere condițiile ante- și post-defect de la pct. 408-410, rămâne peste limita inferioară prevăzută în graficul din Anexa 5, cu excepția cazului în care sistemul de protecție pentru defectele electrice interne necesită deconectarea de la rețea a stației de conversie HVDC. Sistemele de protecție și setările pentru defectele interne trebuie proiectate astfel încât să nu pericliteze performanța capacității de trecere peste defect.

385. OST poate stabili limite de tensiune (U_{block}) în punctele de racordare la rețeaua electrică, în anumite condiții de rețea, la care se permite blocarea sistemului HVDC. Blocarea înseamnă rămânerea în stare de conectare la rețeaua electrică fără contribuție de putere activă și reactivă pentru un interval de timp, care trebuie să fie cât mai scurt posibil din punct de vedere tehnic și care este stabilit în comun de către OST și gestionarul sistemului HVDC.

386. În conformitate cu pct. 415-417, protecția la tensiune scăzută se stabilește de către gestionarul sistemului HVDC la capacitatea tehnică cea mai amplă posibil a stației de conversie HVDC. Operatorul de sistem relevant, în cooperare cu OST, poate stabili și capacități mai reduse, în temeiul pct. 415-417.

387. OST stabilește capabilitățile de trecere peste defect în cazul defectelor asimetrice.

Subsecțiunea 2

Restabilirea puterii după defect

388. OST stabilește nivelul și graficul în timp al restabilirii puterii active pe care sistemul HVDC trebuie să fie capabil să o furnizeze, în conformitate cu Subsecțiunea 1 din prezenta secțiune.

Subsecțiunea 3

Recuperare rapidă după defect în curent continuu

389. Sistemele HVDC, inclusiv liniile aeriene în curent continuu, trebuie să permită revenirea rapidă după defectele tranzitorii apărute în sistemul HVDC. Detaliile acestei capacități fac obiectul coordonării și convenirii sistemelor de protecție și al setărilor menționate în temeiul pct. 415-417.

Secțiunea 4

Cerințe pentru comandă și control

Subsecțiunea 1

Punerea sub tensiune și sincronizarea stațiilor de conversie HVDC

390. Cu excepția unor instrucțiuni contrare din partea operatorului de sistem relevant, în cursul punerii sub tensiune sau sincronizării unei stații de conversie HVDC la rețeaua de curent alternativ sau în timpul conectării unei stații de conversie HVDC

energizate la un sistem HVDC, stația de conversie HVDC trebuie să aibă capacitatea să limiteze orice modificări ale nivelului de tensiune la un regim permanent stabilit de operatorul de sistem relevant în coordonare cu OST. Nivelul specificat nu trebuie să depășească 5 % din tensiunea de presincronizare.

391. Operatorul de sistem relevant, în coordonare cu OST, specifică amplitudinea maximă, durata și intervalul de măsurare a tensiunilor tranzitorii.

Subsecțiunea 2

Interacțiunile dintre sistemele HVDC și alte centrale sau echipamente

392. În cazul în care mai multe stații de conversie HVDC sau alte instalații și echipamente se află în imediată proximitate electrică, OST poate preciza, dacă este necesar un studiu cu o anumită sferă și amploare, care să demonstreze că nu vor avea loc interacțiuni negative. În cazul în care se depistează interacțiuni negative, studiile trebuie să identifice potențiale măsuri de atenuare, care trebuie implementate pentru a asigura conformitatea cu cerințele prezentului Cod.

393. Studiile se efectuează de către gestionarul sistemului HVDC, cu participarea tuturor celorlalte părți identificate de către OST ca fiind relevante pentru fiecare punct de racordare. Responsabilitatea pentru efectuarea studiilor în conformitate cu prezenta Subsecțiune îi revine OST. Toate părțile sunt informate asupra rezultatelor studiilor.

394. Toate părțile identificate de către OST ca fiind relevante pentru fiecare punct de racordare, inclusiv OST, contribuie la studii și furnizează toate datele și modelele relevante, după cum este rezonabil necesar pentru atingerea scopului acestor studii. OST colectează aceste informații și, dacă este cazul, le transmite părții responsabile pentru studii, în conformitate cu pct. 22-25.

395. OST evaluează rezultatul studiilor pe baza domeniului de aplicare și a dimensiunii lor, astfel cum se prevede în conformitate cu pct. 392. Dacă este necesar pentru evaluare, OST poate solicita gestionarului sistemului HVDC să realizeze studii suplimentare în conformitate cu domeniul de aplicare și cu amploarea specificate în conformitate cu pct. 392.

396. OST poate revizui sau reproduce studiile, integral sau parțial. Gestionarul sistemului HVDC furnizează OST toate datele și modelele relevante care permit efectuarea studiului.

397. Măsurile de atenuare necesare identificate de studiile efectuate în conformitate cu pct. 393-396 și evaluate de către OST trebuie să fie luate de către gestionarul sistemului HVDC ca parte a racordării noilor stații de conversie HVDC.

398. OST poate specifica valori de performanță temporare asociate unor evenimente legate de un sistem HVDC individual sau de mai multe sisteme HVDC afectate în mod obișnuit. Această dispoziție poate fi prevăzută pentru a proteja integritatea atât a echipamentelor OST, cât și a celor ale utilizatorilor de rețea în concordanță cu codul național.

Subsecțiunea 3

Capacitatea de amortizare a oscilațiilor de putere

399. Sistemul HVDC trebuie să poată contribui la amortizarea oscilațiilor de putere în rețelele de curent alternativ conectate. Sistemul de reglaj al sistemului HVDC nu reduce amortizarea oscilațiilor de putere.

400. OST stabilește un domeniu de frecvență al oscilațiilor pe care sistemul de reglaj le amortizează pozitiv și condițiile de rețea la producerea acestui eveniment, care justifică cel puțin studiile de evaluare a stabilității dinamice efectuate de OST pentru a identifica limitele de stabilitate și potențialele probleme de stabilitate în sistemele lor de transport.

401. Selectarea setărilor parametrilor de reglaj se stabilește de comun acord între OST și gestionarul sistemului HVDC.

Subsecțiunea 4

Capacitatea de amortizare a interacțiunilor torsionale subsincrone

402. În ceea ce privește amortizarea interacțiunilor torsionale subsincrone (ITSS), echipamentele HVDC trebuie să fie capabile să contribuie la amortizarea electrică a oscilațiilor de frecvență torsionale.

403. OST precizează amploarea necesară a studiilor ITSS și furnizează parametri de intrare, în măsura în care este posibil, în legătură cu echipamentele și condițiile sistemului respectiv în rețeaua sa. Studiile ITSS sunt furnizate de către gestionarul sistemului HVDC. Studiile identifică eventualele condiții în care există ITSS și propun procedurile de atenuare necesare. Responsabilitatea pentru efectuarea studiilor în conformitate cu prezenta Subsecțiune îi revine OST. Toate părțile sunt informate asupra rezultatelor studiilor.

404. Toate părțile identificate de către OST ca fiind relevante pentru fiecare punct de racordare, inclusiv OST, contribuie la studii și furnizează toate datele și modelele relevante, după cum este rezonabil necesar pentru atingerea scopului acestor studii. OST colectează aceste informații și, dacă este cazul, le transmite părții responsabile pentru studii, în conformitate cu pct. 22-25.

405. OST evaluează rezultatul studiilor ITSS. Dacă este necesar pentru evaluare, OST poate solicita ca gestionarul sistemului HVDC să efectueze în continuare studii ITSS în conformitate cu același domeniu de aplicare și respectând aceeași amploare.

406. OST poate revizui sau reproduce studiul. Gestionarul sistemului HVDC furnizează OST toate datele și modelele relevante care permit realizarea studiului.

407. Măsurile de atenuare necesare identificate de studiile efectuate în conformitate cu pct. 406 sau 405 și evaluate de către OST trebuie să fie luate de către gestionarul sistemului HVDC ca parte a racordării noilor stații de conversie HVDC.

Subsecțiunea 5

Caracteristicile rețelei electrice

408. Operatorul de sistem relevant precizează și pune la dispoziția publicului metoda și condițiile ante- și post-defect cel puțin pentru calculul puterii minime și maxime de scurtcircuit în punctele de racordare.

409. Sistemul HVDC trebuie să poată funcționa în intervalul de putere de scurtcircuit și în caracteristicile rețelei specificate de operatorul de sistem relevant.

410. Fiecare operator de sistem relevant furnizează gestionarului sistemului HVDC echivalente ale rețelei care descriu comportamentul rețelei în punctul de racordare, permițând proprietarilor de sisteme HVDC să-și proiecteze sistemul lor în ceea ce privește cel puțin, dar nu exclusiv, armonicile și stabilitatea dinamică de-a lungul întregului ciclu de viață al sistemului HVDC.

Subsecțiunea 6

Stabilitatea în funcționare a sistemului HVDC

411. Sistemul HVDC trebuie să poată găsi puncte de funcționare stabile, cu o variație minimă a fluxului de putere activă și a nivelului de tensiune, în timpul și după orice modificare planificată sau neplanificată a sistemului HVDC sau a rețelei de curent alternativ la care acesta este racordat. OST trebuie să precizeze schimbările condițiilor din sistem în care sistemele HVDC rămân în stare de funcționare stabilă.

412. Gestionarul sistemului HVDC se asigură că declanșarea sau deconectarea unei stații de conversie HVDC, ca parte a unui sistem HVDC cu borne multiple sau integrat, nu duce la tensiuni tranzitorii în punctul de racordare care să depășească limita specificată de către OST.

413. Sistemul este astfel conceput încât să reziste defectelor tranzitorii de pe liniile de tensiune înaltă în curent alternativ dintr-o rețea adiacentă sau apropiată de sistemul HVDC, și să nu determine deconectarea de la rețea a echipamentelor din sistemul HVDC din cauza autoreanclanșării liniilor din rețea.

414. Gestionarul sistemului HVDC furnizează operatorului de sistem relevant informații privind reziliența sistemului HVDC la perturbările din sistemul AC.

Secțiunea 5

Cerințe pentru dispozitivele și reglajele corespunzătoare

Subsecțiunea 1

Scheme și reglaje ale protecțiilor electrice

415. Operatorul de sistem relevant specifică, în coordonare cu OST, schemele de protecție și reglajele necesare, ținând cont de caracteristicile sistemului HVDC. Schemele de protecție relevante pentru sistemul HVDC și rețea, precum și setările relevante pentru sistemul HVDC trebuie să fie coordonate și convenite între operatorul de sistem relevant, OST și gestionarul sistemului HVDC. Schemele de protecție și setările pentru defectele electrice interne trebuie să fie proiectate în așa fel încât să nu pericliteze performanța sistemului HVDC în conformitate cu prezentul Cod.

416. Protecțiile electrice ale sistemului HVDC prevalează asupra comenzilor operaționale, ținând seama de siguranța sistemelor, de sănătatea și siguranța personalului și a publicului, precum și reducerea avariilor la sistemul HVDC.

417. Modificările aduse schemelor de protecție sau setărilor acestora relevante pentru sistemul HVDC și rețea se convin între operatorul de sistem relevant, OST și gestionarul sistemului HVDC, înainte de a fi implementate de către gestionarul sistemului HVDC.

Subsecțiunea 2

Ierarhizarea protecției și a controlului

418. O schemă de protecții-control, indicată de către gestionarul sistemului HVDC și constând din diferite moduri de comandă, inclusiv reglajele parametrilor specifici, trebuie să fie coordonată și convenită între OST, operatorul de sistem relevant și gestionarul sistemului HVDC.

419. Cu privire la ierarhizarea protecției și a reglajului, gestionarul sistemului HVDC își organizează dispozitivele de protecție și de reglaj în conformitate cu următoarea ierarhizare, în ordinea descrescătoare a importanței, cu excepția cazului în care se specifică altfel de către OST, în coordonare cu operatorul de sistem relevant:

- 1) protecția rețelei și a sistemului HVDC;
- 2) reglajul puterii active pentru suport în caz de urgență;
- 3) inerția artificială, dacă este cazul;
- 4) acțiunile corective automate, astfel cum se prevede la pct. 353;
- 5) RFA-CR și RFA-SC;
- 6) RFA și reglajul frecvenței;
- 7) constrângerea privind panta de putere.

Subsecțiunea 3

Modificări ale schemelor și reglajelor sistemelor de protecție și control

420. Parametrii diferitelor moduri de comandă și reglajele protecțiilor sistemului HVDC trebuie să poată fi modificate în stația de conversie HVDC, dacă operatorul de sistem relevant sau OST solicită acest lucru, în conformitate cu pct. 422.

421. Modificarea schemelor sau a reglajelor parametrilor diferitelor moduri de comandă și de protecție a sistemului HVDC, inclusiv procedura, trebuie să fie coordonată și convenită între OST și gestionarul sistemului HVDC.

422. Modulurile de reglaj și de transport, precum și valorile prescrise ale sistemului HVDC asociate trebuie să poată fi modificate de la distanță, astfel cum prevede operatorul de sistem relevant, în cooperare cu OST.

Secțiunea 6

Cerințe pentru restaurarea sistemului electroenergetic

423. OST poate obține o cotă pentru a-și asigura capacitatea de pornire fără sursă de tensiune din sistem de la un proprietar de sistem HVDC.

424. În cazul, în care una dintre stațiile de conversie este pusă sub tensiune, un sistem HVDC cu capacitate de pornire fără sursă de tensiune din sistem trebuie să poată să pună sub tensiune bara colectoare din postul de transformare de curent alternativ la care este racordată o altă stație de conversie, într-un termen după închiderea sistemului HVDC stabilit de către OST. Sistemul HVDC trebuie să aibă capacitatea de sincronizare în domeniul de frecvență stabilit în Subsecțiunea 1, Secțiunea 1, Capitolul II din Titlul IV și în limitele de tensiune specificate de OST sau astfel, cum este prevăzut în Subsecțiunea 1, Secțiunea 2, Capitolul II din Titlul IV, după caz. OST poate prevedea intervale de tensiune și de frecvență mai mari atunci când acest lucru este necesar pentru a restabili siguranța în funcționare.

425. OST și gestionarul sistemului HVDC convin asupra capacității și a disponibilității capacității de pornire fără sursă de tensiune din rețea și asupra procedurii operaționale.

Capitolul III

CERINȚE PENTRU MODULELE MGCCC ȘI PENTRU STAȚIILE DE CONVERSIE HVDC DIN EXTREMITĂȚI

Secțiunea 1

Cerințe pentru modulele MGCCC

Subsecțiunea 1

Domeniu de aplicare

426. Cerințele aplicabile instalațiilor de generare în temeiul Capitolului II din Titlul II se aplică modulelor MGCCC, care fac obiectul cerințelor specifice prevăzute în Subsecțiunile 4-8 din prezenta Secțiune. Aceste cerințe se aplică la punctul de interfață HVDC dintre modulul MGCCC și sistemele HVDC. Clasificarea din Secțiunea 2, Capitolul II al Titlului II se aplică modulelor MGCCC.

Subsecțiunea 2

Cerințe privind stabilitatea frecvenței

427. În ceea ce privește răspunsul la abaterile de frecvență:

- 1) un modul MGCC trebuie să fie capabil să primească un semnal rapid de la un punct de racordare din zona sincronă în care se furnizează răspunsul la abaterile de frecvență și să fie capabil să prelucreze acest semnal în decurs de 0,1 secundă de la emiterea semnalului la încheierea prelucrării semnalului de activare a răspunsului. Frecvența trebuie măsurată în punctul de racordare în zona sincronă în care este furnizat răspunsul la frecvență;
- 2) modulele MGCCC racordate prin sistemele HVDC care se conectează cu mai mult de o zonă de reglaj trebuie să fie capabile să asigure un reglaj coordonat al frecvenței, astfel cum prevede OST.

428. În ceea ce privește domeniile de frecvență și răspunsul la abaterile de frecvență:

- 1) un modul MGCCC trebuie să aibă capacitatea de a rămâne conectat la rețeaua stației de conversie HVDC din extremități și de a funcționa în domeniile de frecvență și pe duratele prevăzute în Anexa 8 pentru sistemul nominal de 50 Hz. În cazul în care se utilizează altă frecvență nominală decât cea de 50 Hz sau o frecvență variabilă prin proiectare, sub rezerva unui acord cu OST, domeniile de frecvență și duratele aplicabile sunt specificate de către OST, ținând seama de particularitățile sistemului și de cerințele stabilite în Anexa 8;
- 2) OST și gestionarul modulului MGCCC pot stabili de comun acord domenii de frecvență mai largi sau perioade minime de funcționare mai mari, pentru a asigura utilizarea optimă a capacităților tehnice ale modulului MGCCC, dacă acest lucru este necesar pentru a menține sau a restabili siguranța în funcționare. Dacă domeniile de frecvență mai extinse sau perioadele minime de funcționare mai mari sunt fezabile din punct de vedere economic și tehnic, gestionarul modulului MGCCC nu va refuza în mod nerezonabil să-și dea acordul în acest sens;

3) respectând dispozițiile de la pct. 428, sbp. 1), un modul MGCCC trebuie să fie capabil să se deconecteze automat la anumite frecvențe, în cazul în care acest lucru este prevăzut de către OST. Condițiile și parametrii pentru deconectarea automată se convin între OST și gestionarul modulului MGCCC.

429. În ceea ce privește capacitatea de rezistență la viteza de variație a frecvenței, un modul MGCCC trebuie să poată rămâne conectat la rețeaua stației de conversie HVDC din extremități și în stare de funcționare dacă frecvența din sistem se schimbă cu o viteză de până la ± 2 Hz/S (măsurată în orice moment ca o medie a ratei de schimbare a frecvenței în ultima secundă) la punctul de interfață al modulului MGCCC de pe stația de conversie HVDC din extremități pentru sistemul nominal de 50 Hz.

430. Modulele MGCCC trebuie să aibă capacitate de răspuns limitat la abaterile crescătoare ale frecvenței (RFA-CR) în conformitate cu pct. 39, sub rezerva răspunsului la semnalul rapid, astfel cum se specifică la pct. 427 pentru sistemul nominal de 50 Hz.

431. Pentru sistemul nominal de 50 Hz, capabilitatea modulelor MGCCC de a menține puterea constantă se determină în conformitate cu pct. 40.

432. Pentru sistemul nominal de 50 Hz, capabilitatea unui modul MGCCC de reglaj a puterii se determină în conformitate cu pct. 51, sbp. 1). Trebuie să se permită reglajul manual în cazul în care dispozitivele de reglaj automat de la distanță nu sunt în uz.

433. Modulele MGCCC trebuie să aibă capacitate de răspuns la limitările de frecvență – scăderea frecvenței (RFA-SC) în conformitate cu pct. 51, sbp. 3), sub rezerva răspunsului la semnalul rapid, astfel cum se specifică la pct. 427 pentru sistemul nominal de 50 Hz.

434. Modulele MGCCC trebuie să aibă capacitate de răspuns la frecvență, care se determină în conformitate cu pct. 51, sbp. 4), sub rezerva răspunsului la semnalul rapid, astfel cum se specifică pct. 427 pentru sistemul nominal de 50 Hz.

435. Pentru sistemul nominal de 50 Hz, capacitatea de restabilire a frecvenței a unui modul MGCCC se determină în conformitate cu pct. 51, sbp. 5).

436. În cazul în care se utilizează altă frecvență nominală decât cea de 50 Hz sau o frecvență variabilă prin proiectare sau o tensiune de sistem în curent continuu, sub rezerva aprobării OST, capacitățile enumerate la pct. 429-435 și parametrii aferenți acestor capacități se specifică de către OST.

Subsecțiunea 3

Cerințe pentru puterea reactivă și pentru tensiune

437. În ceea ce privește domeniile de tensiune:

1) un modul MGCCC trebuie să aibă capacitatea de a rămâne conectat la rețeaua stației de conversie HVDC din extremități și de a funcționa în domeniile de tensiune (per unitate) și pe duratele de timp prevăzute în tabelele 9 și 10 din Anexa 9. Domeniul de tensiune și duratele specificate aplicabile sunt selectate pe baza tensiunii de referință de 1 pu;

2) Operatorul de sistem relevant, OST și gestionarul modulului MGCCC pot stabili de comun acord domenii de tensiune mai largi sau perioade minime de funcționare mai mari, pentru a asigura utilizarea optimă a capacităților tehnice ale modulului

MGCCC, dacă acest lucru este necesar pentru a menține sau a restabili siguranța în funcționare. Dacă domeniile de tensiune mai extinse sau perioadele minime de funcționare mai mari sunt fezabile din punct de vedere economic și tehnic, gestionarul modulului MGCCC nu va refuza în mod nerezonabil să își dea acordul în acest sens;

3) pentru modulele MGCCC care au un punct de interfață HVDC la rețeaua stației de conversie HVDC din extremități, operatorul de sistem relevant, în cooperare cu OST, poate specifica tensiuni la punctul de interfață HVDC la care un modul MGCCC trebuie să fie capabil de deconectare automată. Condițiile și parametrii pentru deconectarea automată se convin între operatorul de sistem relevant, OST și gestionarul modulului MGCCC;

4) pentru punctele de interfață la tensiunile în curent alternativ care nu sunt incluse în domeniul de aplicare al anexei 9, operatorul de sistem relevant, în cooperare cu OST, trebuie să precizeze cerințele aplicabile punctului de racordare;

5) în cazul utilizării altor frecvențe decât cea nominală de 50 Hz, sub rezerva acordului OST, domeniile de tensiune și duratele specificate de operatorul de sistem relevant, în cooperare cu OST, trebuie să fie proporționale cu cele din tabelele 9 și 10 din Anexa 9.

438. În ceea ce privește capacitatea de putere reactivă a modulelor MGCCC:

1) dacă gestionarul modulului MGCCC poate obține un acord bilateral cu proprietarii de sisteme HVDC care conectează modulul MGCCC la un singur punct de racordare la o rețea în curent alternativ, el trebuie să satisfacă toate cerințele de mai jos:

a) trebuie să aibă capacitatea să realizeze, cu instalații sau echipamente, software suplimentare, capabilitățile de livrare a puterii reactive prescrise de operatorul de sistem relevant, în cooperare cu OST, în conformitate cu sbp. 2), și trebuie:

— să aibă capabilitățile de livrare a puterii reactive pentru unele sau pentru toate echipamentele în conformitate cu sbp. 2), deja instalate ca parte a racordării modulului MGCCC la rețeaua de curent alternativ la momentul conectării inițiale și punerii în funcțiune;

— să demonstreze și, ulterior, să ajungă la un acord cu operatorul de sistem relevant și cu OST cu privire la modul în care va fi asigurată capabilitatea de livrare a puterii reactive atunci când modulul MGCCC este racordat la mai mult de un singur punct de racordare din rețeaua de curent alternativ sau rețeaua stației de conversie HVDC din extremități are conectat fie un modul MGCCC, fie un sistem HVDC cu un alt proprietar. Acest acord include un contract prin care gestionarul modulului MGCCC (sau oricare proprietar ulterior) se angajează că va finanța și instala capabilitățile de producere a puterii reactive prevăzute de prezenta Subsecțiune pentru modulele sale într-un moment specificat de operatorul de sistem relevant, în cooperare cu OST. Operatorul de sistem relevant, în cooperare cu OST, îl informează pe gestionarul modulului MGCCC asupra datei de finalizare a oricărui proiect angajat care va necesita ca gestionarul modulului MGCCC să instaleze capacitatea integrală de putere reactivă;

b) operatorul de sistem relevant, în cooperare cu OST, trebuie să țină cont de calendarul de re tehnologizare a capacității de producere a puterii reactive la modulul MGCCC la stabilirea momentului în care urmează să aibă loc re tehnologizarea acestei capacități de producere a puterii reactive. Calendarul proiectului trebuie să fie furnizat de gestionarul modulului MGCCC în momentul racordării la rețeaua de curent alternativ;

2) modulele MGCCC trebuie să satisfacă următoarele cerințe referitoare la stabilitatea tensiunii, fie la momentul racordării, fie ulterior, în conformitate cu acordul menționat la sbp. 1):

a) în ceea ce privește capacitatea de livrare a puterii reactive la capacitatea maximă de transport al puterii electrice a sistemului HVDC, modulele MGCCC trebuie să întrunească cerințele în materie de capacitate de putere reactivă stabilite de operatorul de sistem relevant, în coordonare cu OST, în contextul tensiunii în curent alternativ. Operatorul de sistem relevant stabilește un profil U-Q/Pmax care poate lua orice formă în limitele stabilite în tabelul 1 din Anexa 8, în care modulul MGCCC trebuie să aibă capacitatea de a furniza putere reactivă la capacitatea maximă de transport al puterii reactive a sistemului HVDC. Operatorul de sistem relevant, în cooperare cu OST, ia în considerare dezvoltarea pe termen lung a rețelei atunci când stabilește aceste valori, precum și eventualele costuri pentru modulele de centrală electrică ale furnizării capabilității de producție a puterii reactive la înaltă tensiune și de consum al puterii reactive la tensiune joasă.

În cazul în care planul de dezvoltare a rețelelor electrice de transport pentru 10 ani, elaborat în conformitate cu art. 34 din Legea cu privire la energia electrică prevede, că un modul MGCCC se va racorda în curent alternativ la zona sincronă, OST poate preciza ca:

- modulul MGCCC trebuie să dispună de capacitățile prevăzute la pct. 69, sbp. 2) și 3), precum și pct. 73 pentru această zonă sincronă, instalate în momentul racordării inițiale la rețeaua de curent alternativ și al punerii în funcțiune a modulului MGCCC;
- gestionarul modulului MGCCC trebuie să demonstreze operatorului de sistem relevant și OST modul în care capabilitățile puterii reactive prevăzute la pct. 69, sbp. 2) și 3), precum și pct. 73 în această zonă sincronă vor fi furnizate în cazul în care modulul MGCCC se conectează în curent alternativ la zona sincronă și, ulterior, să ajungă la un acord în acest sens;

b) în ceea ce privește capacitatea de livrare a puterii reactive, operatorul de sistem relevant poate stabili o putere reactivă suplimentară care trebuie furnizată dacă punctul de racordare al unui modul MGCCC nu se află nici la bornele de înaltă tensiune ale transformatorului ridicător de tensiune, nici la bornele generatorului, în cazul în care nu există un transformator ridicător de tensiune. Această putere reactivă suplimentară trebuie să compenseze schimbul de putere reactivă al liniei sau cablului de înaltă tensiune între bornele de înaltă tensiune ale transformatorului ridicător de tensiune al modulului MGCCC sau bornele alternatorului, în cazul în care nu există un transformator ridicător de tensiune, și punctul de racordare și trebuie să fie furnizată de gestionarul responsabil al respectivei linii sau cablu.

439. În ceea ce privește prioritizarea contribuției puterii active pentru modulele MGCCC, operatorul de sistem relevant, în cooperare cu OST, precizează care dintre acestea are prioritate în timpul defectelor pentru care este nevoie de capacitatea de trecere peste defect. În cazul în care prioritatea este acordată contribuției puterii active, furnizarea acesteia se stabilește într-un interval de timp de la începutul defectului, astfel cum se specifică de către operatorul de sistem relevant, în cooperare cu OST.

Subsecțiunea 4

Cerințe privind reglajul

440. În timpul sincronizării unui modul MGCCC la rețeaua de colectare în curent alternativ, modulul MGCCC trebuie să aibă capacitatea de a limita variațiile de tensiune la un nivel de regim permanent prevăzut de către operatorul de sistem relevant, în cooperare cu OST. Nivelul specificat nu trebuie să depășească 5 % din tensiunea de presincronizare. Operatorul de sistem relevant, în cooperare cu OST, trebuie să specifice amplitudinea maximă, durata și fereastra de măsurare a tensiunii tranzitorii.

441. Gestionarul modulului MGCCC furnizează semnale de ieșire, după cum se specifică de către operatorul de sistem relevant în cooperare cu OST.

Subsecțiunea 5

Caracteristicile rețelei

442. În ceea ce privește caracteristicile rețelei, se aplică următoarele condiții pentru modulele MGCCC:

- 1) Operatorul de sistem relevant precizează și pune la dispoziția publicului metoda și condițiile ante- și post-defect pentru calculul puterii minime și maxime de scurtcircuit la punctul de interfață HVDC;
- 2) Modulul MGCCC trebuie să aibă capacitatea de a funcționa stabil în intervalul minim-maxim al puterii de scurtcircuit și în limita caracteristicilor punctului de interfață HVDC specificat de operatorul de sistem relevant, în cooperare cu OST;
- 3) fiecare operator de sistem relevant și proprietar de sistem HVDC furnizează gestionarului modulului MGCCC echivalente ale rețelei care reprezintă sistemul, permițând proprietarilor modulelor MGCCC să își proiecteze propriul sistem în ceea ce privește armonicile.

Subsecțiunea 6

Cerințe de protecție

443. Schemele și setările de protecție electrică ale modulelor MGCCC se determină în conformitate cu pct. 49, sbp. 2), unde rețeaua electrică înseamnă rețeaua electrică a zonei sincrone. Schemele de protecție trebuie să fie proiectate ținând seama de performanța sistemului, de caracteristicile rețelei, precum și de caracteristicile tehnice ale tehnologiei modulelor generatoare din centrală și trebuie stabilite de comun acord cu operatorul de sistem relevant, în cooperare cu OST.

444. Ierarhizarea protecției și a reglajului la modulele MGCCC se determină în conformitate cu pct. 49, sbp. 3), în cazul în care rețeaua se referă la rețeaua electrică a zonei sincrone și se convine cu operatorul de sistem relevant, în cooperare cu OST.

Subsecțiunea 7

Calitatea energiei electrice

445. Proprietarii modulelor MGCCC trebuie să se asigure că instalațiile de racordare la rețea ce le aparțin nu determină un nivel de distorsiune sau de fluctuații ale tensiunii de alimentare în rețea, în punctul de racordare, peste nivelul specificat de operator de sistem relevant în cooperare cu OST. Contribuția necesară din partea utilizatorilor de sistem la studiile conexe, inclusiv, dar fără a se limita la acestea, la modulele MGCCC existente și la sistemele HVDC existente, nu poate fi refuzată în mod nejustificat. Procesul necesar pentru realizarea de studii și furnizarea de date relevante de către toți utilizatorii rețelei implicați, precum și măsurile de atenuare identificate și implementate trebuie să respecte procedura stabilită în Subsecțiunea 2, Secțiunea 4, Capitolul II din prezentul titlu.

Subsecțiunea 8

Cerințe generale de operare a sistemului aplicabile modulelor MGCCC

446. În ceea ce privește cerințele generale în materie de operare a sistemului, tuturor modulelor MGCCC li se aplică pct. 49, pct. 55 și pct. 59.

Secțiunea 2

Cerințe pentru stațiile de conversie HVDC din extremități

Subsecțiunea 1

Domeniu de aplicare

447. Cerințele Capitolului II din Titlul IV și Subsecțiunilor 1 și 2 din Secțiunea 1, Capitolul III, Titlul IV se aplică stațiilor de conversie HVDC din extremități, sub rezerva anumitor cerințe prevăzute în Subsecțiunile 2-5 din prezenta Secțiune.

Subsecțiunea 2

Cerințe privind stabilitatea frecvenței

448. În cazul în care în rețeaua care conectează modulele MGCCC se folosește o altă frecvență nominală în afara celei de 50 Hz sau o frecvență variabilă prin proiectare, sub rezerva acordului OST, Secțiunea 2 din Capitolul I, Titlul II se aplică stației de conversie HVDC din extremități cu domeniile de frecvență și perioadele de timp aplicabile specificate de către OST, luând în considerare particularitățile sistemului și de cerințele stabilite în Anexa 3.

449. În ceea ce privește răspunsul la frecvență, gestionarul stației de conversie HVDC din extremități și gestionarul modulului MGCCC convin cu privire la modalitățile tehnice de transmitere a semnalului în conformitate cu pct. 138. În cazul în care OST solicită acest lucru, sistemul HVDC trebuie să poată furniza frecvența rețelei în punctul de racordare ca semnal. Pentru un sistem HVDC care conectează un modul generator din centrală, ajustarea răspunsului în putere activă în funcție de frecvență este limitată de capacitatea modulelor MGCCC.

Subsecțiunea 3

Cerințe pentru puterea reactivă și pentru tensiune

450. În ceea ce privește domeniile de tensiune:

- 1) o stație de conversie HVDC din extremități trebuie să aibă capacitatea de a rămâne conectată la rețeaua stației de conversie HVDC din extremități și de a funcționa în domeniile de tensiune (per unitate) și perioadele de timp specificate în tabelele 12 și 13 din Anexa 10. Domeniul de tensiune și duratele specificate aplicabile sunt selectate pe baza tensiunii de referință de 1 pu;
- 2) domenii de tensiune mai extinse sau perioade minime mai lungi de funcționare pot fi convenite între operatorul de sistem relevant, în cooperare cu OST, și gestionarul modulului MGCCC, în conformitate cu Subsecțiunea 3, Secțiunea 1, Capitolul II din Titlul IV;
- 3) pentru punctele de interfață la tensiunile de curent alternativ care nu sunt incluse în domeniul de aplicare al tabelelor 12 și 13 din Anexa 10, operatorul de sistem relevant, în cooperare cu OST, trebuie să precizeze cerințele aplicabile punctului de racordare;
- 4) în cazul utilizării altor frecvențe decât cea nominală de 50 Hz, sub rezerva acordului OST, domeniile de tensiune și duratele specificate de operatorul de sistem relevant, în cooperare cu OST, trebuie să fie proporționale cu cele enunțate în Anexa 10.

451. O stație de conversie HVDC din extremități trebuie să satisfacă următoarele cerințe referitoare la stabilitatea tensiunii la punctele de racordare în ceea ce privește capacitate de putere reactivă:

- 1) operatorul de sistem relevant, în colaborare cu OST, trebuie să stabilească cerințele referitoare la capacitatea de furnizare a puterii reactive pentru diverse niveluri de tensiune. La stabilirea acestor cerințe, operatorul de sistem relevant, în cooperare cu OST, determină un profil U-Q/Pmax de orice formă, în limita căruia stația de conversie HVDC din extremități trebuie să poată furniza putere reactivă la capacitatea maximă de transport al puterii active a sistemului HVDC;
- 2) profilul U-Q/Pmax este stabilit de operatorul de sistem relevant, în colaborare cu OST. Profilul U-Q/Pmax trebuie să se situeze în intervalul Q/Pmax și de tensiune staționară prevăzut în tabelul 3 din Anexa 10, iar poziția conturului profilului U-Q/Pmax trebuie să se situeze în limitele conturului exterior fix prevăzut în Anexa 6. Operatorul de sistem relevant, în coordonare cu OST, ține cont de dezvoltarea pe termen lung a rețelei atunci când stabilește aceste intervale.

Subsecțiunea 4

Caracteristicile rețelei

452. În ceea ce privește caracteristicile rețelei, gestionarul stației de conversie HVDC trebuie să furnizeze date pertinente oricărui proprietar de modul MGCCC, în conformitate cu Subsecțiunea 5, Secțiunea 1, Capitolul III din prezentul titlu.

Subsecțiunea 5

Calitatea energiei electrice

453. Proprietarii stațiilor de conversie HVDC din extremități trebuie să se asigure, că instalațiile de racordare la rețea ce le aparțin nu determină un nivel de distorsiune sau de fluctuații ale tensiunii de alimentare în rețea, în punctul de racordare, peste nivelul care le-a fost alocat de operatorul de sistem relevant, în cooperare cu OST. Contribuția necesară din partea utilizatorilor de sistem la studiile conexe, inclusiv, dar fără a se limita la acestea, la modulele MGCCC existente și la sistemele HVDC existente, nu poate fi refuzată în mod nejustificat. Procesul necesar pentru realizarea de studii și furnizarea de date relevante de către toți utilizatorii rețelei implicați, precum și măsurile de atenuare identificate și implementate trebuie să respecte procedura din Subsecțiunea 2, Secțiunea 4, Capitolul II din prezentul titlu.

Capitolul IV
SCHIMB DE INFORMAȚII ȘI COORDONARE
Secțiunea 1

Operarea sistemelor HVDC

454. În ceea ce privește instrumentele de operare, fiecare unitate de conversie HVDC a unui sistem HVDC trebuie să fie echipată cu un regulator automat, capabil să primească comenzi de la operatorul de sistem relevant și de la OST. Acest regulator automat trebuie să poată opera unitățile de conversie HVDC ale sistemului HVDC în mod coordonat. Operatorul de sistem relevant specifică ierarhia reglajului automat pentru fiecare unitate de conversie HVDC.

455. Regulatorul automat al sistemului HVDC menționat la pct. 454 trebuie să poată trimite operatorului de sistem relevant următoarele tipuri de semnale:

- 1) semnale operaționale, care să transmită cel puțin următoarele:
 - a) semnale de pornire;
 - b) valoarea măsurată a tensiunii de curent alternativ și curentului alternativ;
 - c) valoarea măsurată a curentului alternativ și a curentului continuu;
 - d) valoarea măsurată a puterii active și reactive în partea de curent alternativ;
 - e) valoarea măsurată a puterii în curent continuu;
 - f) operarea la nivel de unitate de conversie HVDC într-un convertizor HVDC tip cu poli multipli;
 - g) elementele și statutul topologiei;
 - h) intervalele de putere activă RFA, RFA-CR și RFA-SC;
- 2) semnale de alarmă, care să transmită cel puțin următoarele elemente:
 - a) blocarea de urgență;
 - b) blocarea rampelor;
 - c) inversarea rapidă a sensului puterii active.

456. Regulatorul automat menționat la pct. 454 trebuie să poată primi următoarele tipuri de semnale de la operatorul de sistem relevant:

- 1) semnale operaționale, care să primească cel puțin următoarele:
 - a) comanda de pornire;
 - b) valorile prescrise ale puterii active;
 - c) setările răspunsului la abaterile de frecvență;
 - d) puterea reactivă, tensiunea sau valorile prescrise similare;

- e) modurile de reglaj al puterii reactive;
- f) reglajul amortizării oscilațiilor de putere;
- g) inerția artificială;

2) semnale de alarmă, care să primească cel puțin următoarele:

- a) comanda de blocare de urgență;
- b) comanda de blocare a rampelor;
- c) direcția fluxului de putere activă;
- d) comanda de inversare rapidă a sensului puterii active.

457. În ceea ce privește fiecare semnal, operatorul de sistem relevant poate stabili calitatea semnalului furnizat.

Secțiunea 2

Parametri și setări

458. Parametrii și valorile prescrise ale funcțiilor principale de reglaj ale unui sistem HVDC se stabilesc de comun acord între gestionarul sistemului HVDC și operatorul de sistem relevant, în coordonare cu OST. Parametrii și valorile prescrise se implementează în cadrul unei ierarhii de reglaj care să facă posibilă modificarea lor dacă este necesar. Respectiv funcții principale de reglaj sunt cel puțin:

- 1) inerția artificială, dacă este aplicabilă în conformitate cu Subsecțiunea 4, Secțiunea 1 Capitolul II și Subsecțiunea 4, Secțiunea 1, Capitolul III din prezentul titlu;
- 2) răspunsurile la frecvență (RFA, RFA-CR și RFA-SC) menționate în Subsecțiunile 5-7, Secțiunea 1, Capitolul II din prezentul titlu;
- 3) reglajul frecvenței, dacă este cazul, menționat în Subsecțiunea 6, Secțiunea 1, Capitolul II din prezentul titlu;
- 4) modul de reglaj al puterii reactive, dacă este aplicabil în conformitate cu Subsecțiunea 5, Secțiunea 1, Capitolul III din prezentul titlu;
- 5) capacitatea de atenuare a oscilațiilor de putere, menționată în Subsecțiunea 3, Secțiunea 4, Capitolul II din prezentul titlu;
- 6) capacitatea de reglaj al amortizării interacțiunilor torsionale subsincrone, menționată în Subsecțiunea 4, Secțiunea 4, Capitolul II din prezentul titlu.

Secțiunea 3

Înregistrarea defectelor și monitorizarea

459. Un sistem HVDC trebuie să fie echipat cu un dispozitiv care să asigure înregistrarea defectelor și monitorizarea comportamentului dinamic în sistem a următorilor parametri pentru fiecare dintre stațiile sale de conversie HVDC:

- 1) tensiunea în curent alternativ și curent continuu;
- 2) curentul alternativ și curentul continuu;
- 3) puterea activă;
- 4) puterea reactivă;
- 5) frecvența.

460. Operatorul de sistem relevant poate să specifice calitatea parametrilor de măsură furnizați care trebuie respectați de sistemul HVDC, cu condiția să se acorde un preaviz rezonabil.

461. Informațiile privind echipamentul de înregistrare a defectelor menționat la pct. 459, inclusiv canalele analoge și digitale, setările, inclusiv criteriile de declanșare și ratele de eșantionare se stabilesc de comun acord între gestionarul sistemului HVDC, operatorul de sistem relevant și OST.

462. Toate echipamentele de monitorizare a comportamentului dinamic al sistemului trebuie să includă un criteriu de pornire bazat pe oscilație, stabilit de operatorul de sistem în coordonare cu OST, cu scopul de a detecta variațiile de putere prost amortizate.

463. Sistemul de monitorizare a calității furnizării și a comportamentului dinamic al sistemului trebuie să includă dispoziții referitoare la accesul electronic la informații al gestionarului sistemului HVDC și al operatorului de sistem relevant. Protocoalele de comunicare pentru datele înregistrate sunt stabilite de comun acord între gestionarul sistemului HVDC, operatorul de sistem relevant și OST.

Secțiunea 4 **Modele de simulare**

464. Operatorul de sistem relevant, în coordonare cu OST, poate solicita, ca un proprietar de sistem HVDC să furnizeze modele de simulare care să reflecte în mod adecvat comportamentul sistemului HVDC atât în condiții de simulare în regim staționar sau dinamic (componentă a frecvenței fundamentale), cât și în simulări electromagnetice temporare. Formatul în care trebuie furnizate modelele și documentația privind structura modelelor și schema electrică se stabilește de către operatorul de sistem relevant, în coordonare cu OST.

465. În scopul simulărilor de regim dinamic, modelele furnizate trebuie să conțină cel puțin următoarele submodele, fără a se limita însă la acestea, în funcție de existența componentelor menționate:

- 1) modele de unități de conversie HVDC;
- 2) modele de componente de curent alternativ;
- 3) modele de rețele de curent continuu;
- 4) reglajul de tensiune și de putere;
- 5) elemente speciale de reglaj, dacă este cazul, de exemplu, funcția de amortizare a oscilațiilor de putere (POD), reglajul amortizării interacțiunilor torsionale subsincrone (SSTI);
- 6) reglajul bornelor multiple, dacă este cazul;
- 7) modele de protecție a sistemului HVDC, astfel cum au fost convenite între OST și gestionarul sistemului HVDC.

466. Gestionarul sistemului HVDC verifică modelele în raport cu rezultatele încercărilor de conformitate efectuate în conformitate cu Capitolul VI din prezentul Titlu și un raport al acestei verificări se trimite OST. Modelele se utilizează apoi cu scopul de a verifica conformitatea cu cerințele prezentului Cod, dar fără a se limita la acestea, simulările de conformitate, astfel cum se prevede la Capitolul VI din prezentul

titlu, precum și în cadrul studiilor pentru evaluarea continuă în cadrul planificării și operării sistemului.

467. Un proprietar de sistem HVDC trimite înregistrările sistemului HVDC operatorului de sistem relevant sau OST, dacă este necesar pentru a compara răspunsul modelelor cu aceste înregistrări.

468. Un proprietar de sistem HVDC emite un model echivalent al sistemului de reglaj în cazul în care se produc interacțiuni de reglaj adverse cu stații de conversie HVDC și alte conexiuni electrice în strânsă proximitate, dacă acest lucru este solicitat de către operatorul de sistem relevant sau OST. Modelul echivalent trebuie să conțină toate datele necesare pentru simularea realistă a interacțiunilor negative de reglaj.

Capitolul V
PROCEDURA DE NOTIFICARE DE FUNCȚIONARE PENTRU
RACORDARE
Secțiunea 1
Racordarea sistemelor HVDC noi

Subsecțiunea 1
Dispoziții generale

469. Gestionarul sistemului HVDC trebuie să îi demonstreze operatorului de sistem relevant că respectă cerințele menționate la Capitolele II-IV din prezentul Titlu în punctul de racordare corespunzător, prin finalizarea cu succes a procedurii de notificare de funcționare pentru racordarea sistemului HVDC în conformitate cu Subsecțiunile 2-5 din prezenta Secțiune.

470. Operatorul de sistem relevant stabilește eventualele dispoziții detaliate ale procedurii de notificare de funcționare și face publice aceste informații.

471. Procedura de notificare de funcționare pentru racordarea fiecărui sistem HVDC nou constă în:

- 1) notificarea de punere sub tensiune (NPT);
- 2) notificarea de funcționare provizorie (NFP);
- 3) notificarea de funcționare finală (NOF);
- 4) notificarea de funcționare limitată (NFL).

472. Operatorul de sistem relevant comunică OST, la fiecare trei luni, informațiile (tipul, capacitatea instalată, punctul de racordare, respectarea prevederilor Titlului IV privind toate instalațiile HVDC conectate, operaționale sau scoase din uz din momentul ultimului raport.

473. Operatorii de sistem relevanți sunt obligați să dețină infrastructura necesară pentru transmiterea/recepția datelor privind instalațiile HVDC conectate, în formatul și cantitatea solicitată de OST.

Subsecțiunea 2
Notificarea de punere sub tensiune pentru sistemele HVDC

474. O NPT conferă gestionarului unui sistem HVDC dreptul de a-și pune sub tensiune rețeaua internă și dispozitivele auxiliare și de a o racorda la rețea, la punctele de racordare stabilite ale acesteia.

475. Operatorul de sistem relevant emite o NPT, sub rezerva încheierii pregătirii și a respectării cerințelor stabilite de operatorul de sistem relevant în cadrul procedurilor operaționale relevante. Această pregătire va include un acord privind parametrii de protecție și reglaj aplicabili la punctele de racordare dintre operatorul de sistem relevant și gestionarul sistemului HVDC.

Subsecțiunea 3

Notificarea de funcționare provizorie pentru sistemele HVDC

476. O NFP conferă unui proprietar de sistem HVDC sau de unitate de conversie HVDC dreptul de a opera sistemul HVDC sau convertizorul HVDC prin utilizarea racordărilor la rețea specificate pentru punctele de racordare pentru o perioadă de timp limitată.

477. Operatorul de sistem relevant emite o NFP, sub rezerva încheierii procesului de analiză a datelor și studiului.

478. În scopul încheierii procesului de analiză a datelor și a studiului, gestionarul sistemului HVDC sau gestionarul unității de conversie HVDC furnizează, la cererea operatorului de sistem relevant, următoarele elemente:

- 1) o declarație de conformitate defalcată pe puncte;
- 2) date tehnice detaliate ale sistemului HVDC cu relevanță pentru racordarea la rețea, care sunt specificate în ceea ce privește punctele de racordare, astfel cum s-a stabilit de către operatorul de sistem relevant, în coordonare cu OST;
- 3) certificatele pentru echipamente ale sistemelor HVDC sau ale unităților de conversie HVDC, în cazul în care acestea sunt invocate ca parte a dovezilor de conformitate;
- 4) modele de simulare sau o replică exactă a sistemului de reglaj în conformitate cu Secțiunea 4, Capitolul IV din prezentul Titlu și cu specificațiile operatorului de sistem relevant în coordonare cu OST;
- 5) studii care să demonstreze performanțele scontate în regim staționar și dinamic, în conformitate cu capitolele II, III și IV din prezentul titlu;
- 6) detalii ale simulărilor de conformitate preconizate în temeiul Subsecțiunii 2, Secțiunea 2, Capitolul VI, Titlul IV;
- 7) detalii ale metodei practice preconizate de finalizare a încercărilor de conformitate în temeiul capitolului IV din prezentul titlu.

479. Cu excepția cazului în care se aplică pct. 480, perioada maximă în care gestionarul sistemului HVDC sau gestionarul unității de conversie HVDC poate menține statutul de NFP nu trebuie să depășească 24 de luni. Operatorul de sistem relevant poate stabili o perioadă de valabilitate mai scurtă a NOI. Perioada de valabilitate a NFP se notifică Agenției. Prelungirea NFP se acordă numai dacă gestionarul sistemului HVDC demonstrează că a realizat progrese substanțiale în vederea conformării depline. În momentul prelungirii NFP, chestiunile nesoluționate trebuie să fie identificate în mod explicit.

480. Perioada maximă în care gestionarul sistemului HVDC sau gestionarul unității de conversie HVDC poate menține statutul de NFP poate fi prelungită dincolo de 24 de luni, în urma unei cereri de derogare adresate operatorului de sistem relevant, în conformitate cu procedura descrisă în Titlul VI. Cererea se transmite înainte de expirarea perioadei 24 de luni.

Subsecțiunea 4

Notificarea de funcționare finală pentru sistemele HVDC

481. O NFF conferă gestionarului unui sistem HVDC dreptul de a opera sistemul HVDC sau unitățile de conversie HVDC prin utilizarea punctelor de racordare din rețea.

482. Operatorul de sistem relevant emite o NFF după eliminarea prealabilă a tuturor incompatibilităților identificate în ceea ce privește statutul de NFP și sub rezerva încheierii procesului de analiză a datelor și studiilor.

483. În scopul încheierii procesului de analiză a datelor și studiilor, gestionarul sistemului HVDC furnizează, la cererea operatorului de sistem relevant, în coordonare cu OST, următoarele elemente:

- 1) o declarație de conformitate defalcată pe puncte;
- 2) o actualizare a datelor tehnice aplicabile, a modelelor de simulare, a replicii exacte a sistemului de reglaj și a studiilor menționate în Subsecțiunea 3 din prezenta Secțiune, inclusiv utilizarea valorilor reale măsurate în timpul încercării.

484. În cazul identificării unei incompatibilități în procesul de acordare a statutului de NFF, se poate acorda o derogare în urma unei cereri adresate operatorului de sistem relevant, în conformitate cu Capitolele II și III din Titlul VI. Operatorul de sistem relevant emite o NFF, dacă sistemul HVDC respectă dispozițiile derogării.

În cazul în care o cerere de derogare este respinsă, operatorul de sistem relevant are dreptul de a refuza operarea sistemului HVDC sau a unităților de conversie HVDC al căror proprietar a depus cererea de derogare care a fost respinsă, până când gestionarul sistemului HVDC și operatorul de sistem relevant rezolvă incompatibilitatea și operatorul de sistem relevant consideră că sistemul HVDC respectă dispozițiile prezentului Cod.

Dacă operatorul de sistem relevant și gestionarul sistemului HVDC nu rezolvă incompatibilitatea într-un interval de timp rezonabil, dar în niciun caz mai târziu de șase luni de la notificarea deciziei de respingere a cererii de derogare, fiecare parte poate prezenta problema spre soluționare Agenției.

Subsecțiunea 5

Notificare de funcționare limitată pentru sistemele HVDC/derogări

485. Proprietarii sistemelor HVDC cărora li s-a acordat o NFF informează imediat operatorul de sistem relevant dacă apar următoarele situații:

- 1) sistemul HVDC trece temporar printr-o modificare semnificativă sau are o pierdere de capacitate din cauza implementării uneia sau mai multor modificări importante pentru performanța sa;

2) în cazul unor defecțiuni ale echipamentelor care conduc la nerespectarea unor cerințe relevante.

486. Gestionarul sistemului HVDC solicită operatorului de sistem relevant o NFL, dacă gestionarul sistemului HVDC preconizează în mod rezonabil că situațiile descrise în detaliu la pct. 485 vor dura mai mult de trei luni.

487. Operatorul de sistem relevant emite o NFL, identificând în mod clar:

- 1) problemele neremediate care justifică acordarea NFL;
- 2) responsabilitățile și calendarul termenelor pentru soluționarea problemelor date;
- 3) o perioadă maximă de valabilitate care nu trebuie să depășească 12 luni. Perioada inițială acordată poate fi mai scurtă, cu posibilitatea de prelungire, în cazul prezentării dovezilor considerate suficiente de către operatorul de sistem relevant, care demonstrează că au fost înregistrate progrese substanțiale în vederea realizării conformității integrale.

488. NFF se suspendă în perioada de valabilitate a NFL cu privire la aspectele pentru care a fost emisă NFL.

489. O nouă prelungire a perioadei de valabilitate a NFL poate fi acordată în urma unei cereri de derogare adresate operatorului de sistem relevant înainte de expirarea perioadei respective, în conformitate cu Capitolele II și III din Titlul VI.

490. Operatorul de sistem relevant poate refuza operarea sistemului HVDC în cazul în care NFL expiră și situația care a dus la emiterea acesteia persistă. În astfel de cazuri, NFF se invalidează automat.

491. În cazul în care operatorul de sistem relevant nu acordă o prelungire a perioadei de valabilitate a NFL în conformitate cu pct. 489 sau în cazul în care acesta refuză să permită funcționarea sistemului HVDC după ce NFL nu mai este valabilă în conformitate cu pct. 490, gestionarul sistemului HVDC poate înainta problema spre soluționare Agenției în termen de șase luni de la notificarea deciziei operatorului de sistem relevant.

Secțiunea 2

Racordarea noilor module MGCCC

Subsecțiunea 1

Dispoziții generale

492. Dispozițiile prezentului capitol se aplică exclusiv noilor module MGCCC.

493. Gestionarul modulului MGCCC trebuie să îi demonstreze operatorului de sistem relevant că respectă cerințele menționate la capitolul III din prezentul Titlu la punctele de racordare corespunzătoare, prin finalizarea cu succes a procedurii de notificare de funcționare pentru racordarea modulului MGCCC în conformitate cu Subsecțiunile 2-5 din prezenta Secțiune, și cu Subsecțiunile 1 și 2 din Secțiunea 1, Capitolul VI, Titlul IV.

494. Operatorul de sistem relevant stabilește detaliile suplimentare ale procedurii de notificare de funcționare și face publice aceste detalii.

495. Procedura de notificare de funcționare pentru racordarea fiecărui modul MGCCC nou constă în:

- 1) notificarea de punere sub tensiune (NPT);

- 2) notificarea de funcționare provizorie (NFP);
- 3) notificarea de funcționare finală (NFF);
- 4) notificarea de funcționare limitată (NFL).

Subsecțiunea 2

Notificarea de punere sub tensiune pentru modulele MGCCC

496. O NPT conferă gestionarului modulului MGCCC dreptul de a-și pune sub tensiune rețeaua internă și dispozitivele auxiliare, prin utilizarea instalației de racordare la rețea care este stabilit pentru punctul de racordare.

497. Operatorul de sistem relevant emite o NPT sub rezerva încheierii pregătirii și a respectării cerințelor stabilite de operatorul de sistem relevant, printre care se numără și acordul privind protecția și parametrii de reglaj aplicabili la punctele de racordare dintre operatorul de sistem relevant și gestionarul modulului MGCCC.

Subsecțiunea 3

Notificarea de funcționare provizorie pentru modulele MGCCC

498. O NFP conferă gestionarului modulului MGCCC dreptul de a opera modulul MGCCC și de a genera energie prin utilizarea instalației de racordare la rețea pentru o perioadă limitată de timp.

499. Operatorul de sistem relevant emite o NFP, sub rezerva încheierii procesului de analiză a datelor și studiilor.

500. În ceea ce privește analiza datelor și studiilor, gestionarul modulului MGCCC furnizează, la cererea operatorului de sistem relevant, următoarele elemente:

- 1) o declarație de conformitate defalcată pe puncte;
- 2) date tehnice detaliate ale modulului MGCCC cu relevanță pentru racordarea la rețea, care este specificată de punctele de racordare, astfel cum s-a stabilit de către operatorul de sistem relevant, în coordonare cu OST;
- 3) certificatele pentru echipamente ale modulului MGCCC, în cazul în care acestea sunt invocate ca parte a dovezilor de conformitate;
- 4) modele de simulare, astfel cum sunt stabilite la Secțiunea 4, Capitolul IV din Titlul IV și solicitate de operatorul de sistem relevant, în coordonare cu OST;
- 5) studii care demonstrează performanțele preconizate în regim staționar și dinamic, astfel cum se prevede la Capitolul III din prezentul Titlu;
- 6) detalii privind încercările de conformitate, în temeiul Secțiunii 3, Capitolul VI din prezentul titlu.

501. Cu excepția cazului în care se aplică pct. 502, perioada maximă în care gestionarul modulului MGCCC poate menține statutul de NFP nu trebuie să depășească 24 de luni. Operatorul de sistem relevant poate stabili o perioadă de valabilitate mai scurtă a NFP. Perioada de valabilitate a NFP se notifică Agenției. Se acordă prelungiri ale NFP numai dacă gestionarul modulului MGCCC demonstrează că a realizat progrese substanțiale în vederea conformării depline. În momentul prelungirii NFP, eventualele chestiuni nesoluționate trebuie să fie identificate în mod explicit.

502. Perioada maximă în care gestionarul modulului MGCCC poate menține statutul de NFP poate fi prelungită dincolo de 24 de luni, în urma unei cereri de derogare

adresate operatorului de sistem relevant, în conformitate cu procedura descrisă în Titlul VI.

Subsecțiunea 4

Notificarea de funcționare finală pentru module MGCCC.

503. O NFF conferă gestionarului modulului MGCCC dreptul de opera modulul MGCCC prin utilizarea instalației de racordare la rețea.

504. Operatorul de sistem relevant emite o NFF după eliminarea prealabilă a tuturor incompatibilităților identificate în ceea ce privește statutul de NFP și sub rezerva încheierii procesului de analiză a datelor și studiilor, în conformitate cu prezentul Cod.

505. În scopul finalizării analizei datelor și studiilor, gestionarul modulului MGCCC trebuie să transmită, la cererea operatorului de sistem relevant, următoarele elemente:

- 1) o declarație de conformitate defalcată pe puncte;
- 2) o actualizare a datelor tehnice aplicabile, a modelelor de simulare și a studiilor menționate la pct. 500, inclusiv utilizarea valorilor reale măsurate în timpul încercării.

506. În cazul identificării unei incompatibilități în procesul de acordare a statutului de NFF, se poate acorda o derogare în urma unei cereri adresate operatorului de sistem relevant, în conformitate cu procedura de derogare prevăzută la Titlul VI. Operatorul de sistem relevant emite o NFF dacă modulul MGCCC respectă dispozițiile derogării. Operatorul de sistem relevant are dreptul de a refuza operarea modulului MGCCC în cazul în care cererea de derogare a gestionarului acestuia a fost respinsă, până când gestionarul modulului MGCCC și operatorul de sistem relevant rezolvă incompatibilitatea și modulul MGCCC este considerat conform de către operatorul de sistem relevant.

Subsecțiunea 5

Notificarea de funcționare limitată pentru modulele MGCCC

507. Proprietarii modulelor MGCCC cărora li s-a acordat o NFF informează imediat operatorul de sistem relevant dacă apar următoarele situații:

- 1) modulul MGCCC trece temporar printr-o modificare semnificativă sau are o pierdere de capacitate din cauza implementării uneia sau mai multor modificări importante pentru performanța sa;
- 2) în cazul unor defecțiuni ale echipamentelor care conduc la nerespectarea unor cerințe relevante.

508. Gestionarul modulului MGCCC solicită operatorului de sistem relevant o notificare de funcționare limitată (NFL), dacă preconizează că situațiile descrise în detaliu la pct. 507 vor dura mai mult de trei luni.

509. OST emite o NFL, identificând în mod clar:

- 1) problemele neremediate care justifică acordarea NFL;
- 2) responsabilitățile și calendarul pentru soluționarea problemelor date;
- 3) o perioadă maximă de valabilitate care nu trebuie să depășească 12 luni. Perioada inițială acordată poate fi mai scurtă, cu posibilitate de prelungire, în cazul prezentării dovezilor considerate suficiente de către operatorul de sistem relevant care

demonstrează că au fost înregistrate progrese substanțiale în vederea realizării conformității integrale.

510. NFF se suspendă în perioada de valabilitate a NFL cu privire la aspectele pentru care a fost emisă NFL.

511. O nouă prelungire a perioadei de valabilitate a NFL poate fi acordată în urma unei cereri de derogare adresate operatorului de sistem relevant înainte de expirarea perioadei respective, în conformitate cu procedura de derogare descrisă la Titlul VI.

512. Operatorul de sistem relevant poate refuza operarea modulului MGCCC în cazul în care NFL expiră și situația care a dus la emiterea acesteia persistă. În astfel de cazuri, NFF se invalidează automat.

Capitolul VI CONFORMITATEA

Secțiunea 1

Monitorizarea conformității

Subsecțiunea 1

Dispoziții comune pentru testele de conformitate

513. Testarea performanțelor sistemelor HVDC și ale modulelor MGCCC urmărește să demonstreze că cerințele prezentului Cod au fost respectate.

514. Fără a se aduce atingere cerințelor minime pentru efectuarea testelor de conformitate stabilite în prezentul Cod, operatorul de sistem relevant are următoarele drepturi:

- 1) să permită gestionarului sistemului HVDC sau al modulului MGCCC să efectueze o serie de teste alternative, cu condiția ca acestea să fie eficiente și suficiente pentru a demonstra că un sistem HVDC sau un modul MGCCC îndeplinește cerințele prezentului Cod;
- 2) să solicite gestionarului sistemului HVDC sau al modulului MGCCC să efectueze teste suplimentare sau alternative în cazurile în care informațiile furnizate operatorului de sistem relevant în ceea ce privește testele de conformitate în temeiul dispozițiilor de la Secțiunea 2 din Capitolul VI nu sunt suficiente pentru a demonstra conformitatea cu cerințele prezentului titlu.

515. Gestionarul sistemului HVDC sau al modulului MGCCC este responsabil de efectuarea încercărilor în conformitate cu condițiile prevăzute la Secțiunea 2 din Capitolul VI. Operatorul de sistem relevant cooperează și nu întârzie nejustificat efectuarea testelor.

516. Operatorul de sistem relevant poate participa la verificarea conformității fie la fața locului, fie de la distanță, de la centrul de comandă al operatorului de sistem. În acest scop, gestionarul sistemului HVDC sau al modulului MGCCC trebuie să furnizeze echipamentele de monitorizare necesare pentru a înregistra toate semnalele și măsurătorile de test relevante, precum și să se asigure că reprezentanții gestionarului sistemului HVDC sau al modulului MGCCC sunt disponibili la fața locului pe parcursul întregii perioade de testare. Semnalele specificate de operatorul de sistem relevant trebuie să fie furnizate dacă, pentru anumite teste, operatorul de sistem dorește

să utilizeze propriile echipamente pentru înregistrarea performanțelor. Operatorul de sistem relevant este singurul în măsură să decidă cu privire la participarea sa.

Subsecțiunea 2

Dispoziții comune pentru simularea conformității

517. Simularea performanțelor sistemelor HVDC și a modulelor MGCCC urmărește să demonstreze că cerințele prezentului Cod au fost respectate.

518. În pofida cerințelor minime stabilite în prezentul Cod pentru simularea de conformitate, operatorul de sistem relevant poate:

- 1) să permită gestionarului sistemului HVDC sau al modulului MGCCC să efectueze o serie de simulări alternative, cu condiția ca acestea să fie eficiente și să demonstreze îndeajuns că un sistem HVDC sau un modul MGCCC este în conformitate cu cerințele prezentului Cod sau cu legislația națională;
- 2) să solicite gestionarului sistemului HVDC sau al modulului MGCCC să efectueze simulări suplimentare sau alternative în cazurile în care informațiile furnizate operatorului de sistem relevant în ceea ce privește simularea conformității în temeiul dispozițiilor de la Secțiunea 3 din Capitolul VI nu sunt suficiente pentru a demonstra conformitatea cu cerințele prezentului Titlu.

519. Pentru a demonstra conformitatea cu dispozițiile din prezentul Cod, gestionarul sistemului HVDC și gestionarul modulului MGCCC trebuie să furnizeze un raport cu rezultatele simulărilor. Gestionarul sistemului HVDC și gestionarul modulului MGCCC elaborează și furnizează un model de simulare validat pentru un anumit sistem HVDC sau modul MGCCC. Tipul modelelor de simulare este prevăzut în Subsecțiunea 1, Secțiunea 1, Capitolul III și Secțiunea 4 Capitolul IV din prezentul titlu.

520. Operatorul de sistem relevant are dreptul de a verifica dacă sistemul HVDC și modulul MGCCC respectă cerințele prezentului Cod, prin efectuarea propriilor simulări de conformitate pe baza rapoartelor de simulare furnizate, a modelelor de simulare și a măsurătorilor de la încercările de conformitate.

521. Operatorul de sistem relevant furnizează gestionarului sistemului HVDC și gestionarului modulului MGCCC datele tehnice și un model de simulare a rețelei, în măsura în care acest lucru este necesar pentru a efectua simulările necesare în conformitate cu Secțiunea 3 capitolul VI din Titlul IV.

Subsecțiunea 3

Responsabilitatea gestionarului sistemului HVDC sau a gestionarului modulului MGCCC

522. Gestionarul sistemului HVDC se asigură că sistemul HVDC și stațiile de conversie HVDC sunt conforme cu cerințele prevăzute în prezentul Cod. Conformitatea trebuie menținută pe durata întregului ciclu de viață al instalației.

523. Gestionarul modulului MGCCC se asigură că modulul MGCCC este conform cu cerințele revăzute în prezentul Cod. Conformitatea trebuie menținută pe durata întregului ciclu de viață al instalației.

524. Modificările planificate ale capacităților tehnice ale sistemului HVDC, ale stațiilor de conversie HVDC sau ale modulului MGCCC care pot avea un impact asupra conformității acestora cu cerințele prevăzute în prezentul Cod trebuie notificate operatorului de sistem relevant de către gestionarul sistemului HVDC sau al modulului MGCCC înainte de inițierea modificărilor respective.

525. Orice incidente sau deficiențe de funcționare ale unui sistem HVDC, ale unei stații de conversie HVDC sau ale unui modul MGCCC care au un impact asupra conformității acestora cu cerințele prevăzute în prezentul Cod trebuie notificate operatorului de sistem relevant de către gestionarul sistemului HVDC sau al modulului MGCCC fără întârziere, cât mai curând posibil după producerea incidentului respectiv.

526. Orice calendar al testelor și orice proceduri preconizate în scopul verificării conformității unui sistem HVDC, a unei stații de conversie HVDC sau a unui modul MGCCC cu cerințele prezentului Cod trebuie notificate operatorului de sistem relevant de către gestionarul sistemului HVDC sau al modulului MGCCC în timp util și înainte de lansarea lor și trebuie aprobate de operatorul de sistem relevant.

527. Trebuie luate măsurile necesare pentru a facilita participarea la aceste teste a operatorului de sistem relevant, care poate înregistra performanța sistemelor HVDC, a stațiilor de conversie HVDC sau a modulelor MGCCC.

Subsecțiunea 4

Sarcinile operatorului de sistem relevant

528. Operatorul de sistem relevant evaluează conformitatea unui sistem HVDC, a unei stații de conversie HVDC sau a unui modul MGCCC cu cerințele prezentului Cod pe durata întregului ciclu de viață al sistemului HVDC, al stației de conversie HVDC sau a modulului MGCCC. Gestionarul sistemului HVDC sau gestionarul modulului MGCCC trebuie informat cu privire la rezultatul acestei evaluări.

529. La cererea operatorului de sistem relevant, gestionarul sistemului HVDC sau al modulului MGCCC efectuează încercări și simulări de conformitate, nu numai pe parcursul procedurilor de notificare în conformitate cu Capitolul V din prezentul Titlu, dar și în mod repetat, pe durata întregului ciclu de viață al sistemului HVDC, al stației de conversie HVDC sau al modulului MGCCC, potrivit unui calendar sau unei scheme generale pentru încercări repetate și simulări specificate sau după orice defect, modificare sau înlocuire a echipamentelor, care ar putea avea un impact asupra conformității cu cerințele prezentului Cod. Gestionarul sistemului HVDC sau al modulului MGCCC este informat cu privire la rezultatul acestor încercări și simulări de conformitate.

530. Operatorul de sistem relevant pune la dispoziția publicului o listă cu informațiile și documentele care urmează a fi furnizate, precum și cu cerințele care trebuie îndeplinite de către gestionarul sistemului HVDC sau al modulului MGCCC în cadrul procesului de conformitate. Această listă trebuie să conțină cel puțin următoarele informații, documente și cerințe:

- 1) toate documentele și certificatele care trebuie furnizate de gestionarul sistemului HVDC sau de gestionarul modulului MGCCC;

- 2) detalii ale datelor tehnice privind sistemul HVDC, stația de conversie HVDC sau modulul MGCCC, importante pentru racordarea la rețea;
- 3) cerințe pentru modele de studii ale sistemelor staționare și dinamice;
- 4) calendarul pentru furnizarea unor informații de sistem necesare pentru efectuarea studiilor;
- 5) studii efectuate de gestionarul sistemului HVDC sau de gestionarul modulului MGCCC pentru a demonstra performanțele preconizate în regim staționar și dinamic, în conformitate cu cerințele prevăzute la Capitolele II, III și IV;
- 6) condițiile și procedurile, inclusiv domeniul de aplicare, pentru înregistrarea certificatelor pentru echipamente;
- 7) condițiile și procedurile de utilizare, de către gestionarul modulului MGCCC, a certificatelor pentru echipamente relevante eliberate de un organism de certificare autorizat.

531. Operatorul de sistem relevant pune la dispoziția publicului alocarea responsabilităților către gestionarul sistemului HVDC sau către gestionarul modulului MGCCC și către operatorul de sistem în vederea efectuării încercărilor de conformitate, a simulărilor de conformitate și a monitorizării conformității.

532. Operatorul de sistem relevant poate să cesioneze unor terți, parțial sau total, exercitarea activității sale de monitorizare a conformității. În acest caz, operatorul de sistem relevant trebuie să asigure conformitatea cu pct. 22-25 prin angajamente de confidențialitate încheiate cu cesionarul.

533. Operatorul de sistem relevant nu trebuie să refuze în mod nerezonabil nici o notificare de funcționare în conformitate cu Capitolul V, Titlul IV, dacă încercările sau simulările de conformitate nu pot fi efectuate astfel cum s-a convenit între operatorul de sistem relevant și gestionarul sistemului HVDC sau gestionarul modulului MGCCC din cauza unor motive aflate exclusiv sub reglajul operatorului de sistem relevant.

534. Operatorul de sistem relevant furnizează OST, la cererea acestuia, rezultatele testelor și simulărilor de conformitate menționate în prezenta secțiune.

Secțiunea 2

Testele de conformitate

Subsecțiunea 1

Teste de conformitate pentru sistemele HVDC

535. În locul unei părți a testelor de mai jos pot fi utilizate certificate pentru echipamente, cu condiția ca acestea să fie transmise operatorului de sistem relevant.

536. În ceea ce privește testul privind capacitatea de putere reactivă:

- 1) trebuie demonstrată capacitatea tehnică a unității de conversie HVDC sau a stației de conversie HVDC în ceea ce privește furnizarea de capacitate a puterii reactive capacitive și inductive în conformitate cu Subsecțiunea 3, Secțiunea 2, Capitolul II din prezentul titlu;
- 2) testul privind capacitatea de putere reactivă se efectuează la puterea reactivă maximă, atât inductivă, cât și capacitivă, și cu privire la verificarea următorilor parametri:
 - a) funcționarea la capacitatea minimă de transport al puterii active a HVDC;

- b) funcționarea la capacitatea maximă de transport al puterii active a HVDC;
- c) funcționarea la valorile puterii active prescrise între valoarea minimă și cea maximă a capacității de transport al puterii active a HVDC;

3) testul se consideră reușit, dacă sunt satisfăcute următoarele condiții:

- a) unitatea de conversie HVDC sau stația de conversie HVDC a funcționat cel puțin o oră la puterea reactivă maximă, atât inductivă, cât și capacitivă, pentru fiecare parametru menționat la sbp. 2);
- b) se demonstrează capacitatea unității de conversie HVDC sau a stației de conversie HVDC de a trece la orice valoare de consemn a puterii reactive din intervalul aplicabil, în cadrul obiectivelor de performanță specificate ale sistemului relevant de reglaj al puterii reactive;
- c) nu are loc nici o acțiune de protecție în limitele de funcționare definite de diagrama de capacitate a puterii reactive.

537. În ceea ce privește testul pentru modul de reglaj al tensiunii:

1) se demonstrează capacitatea unității de conversie HVDC sau a stației de conversie HVDC de a funcționa în modul de reglaj al tensiunii, în condițiile prevăzute la pct. 376;

2) testul pentru modul de reglaj al tensiunii se aplică în ceea ce privește verificarea următorilor parametri:

- a) panta și banda moartă implementate ale caracteristicii statice;
- b) precizia reglajului;
- c) insensibilitatea reglajului;
- d) durata de activare a puterii reactive;

3) testul se consideră reușit, dacă sunt satisfăcute următoarele condiții:

- a) intervalul de reglaj și staturul și banda moartă ajustabile respectă parametrii caracteristici conveniți sau stabiliți, în conformitate cu pct. 376;
- b) insensibilitatea reglajului tensiunii nu este mai mare de 0,01 pu;
- c) după o schimbare a treptei de tensiune, 90 % din variația producției de putere reactivă a fost realizată în intervalele de timp și toleranțele prevăzute la pct. 376.

538. În ceea ce privește testul pentru modul de reglaj al puterii reactive:

1) trebuie demonstrată capacitatea unității de conversie HVDC sau a stației de conversie HVDC de a funcționa în modul de reglaj al puterii reactive, în condițiile prevăzute la pct. 377;

2) testul pentru modul de reglaj al puterii reactive trebuie să vină în completarea testului pentru capacitatea de putere reactivă;

3) testul pentru modul de reglaj al puterii reactive se aplică pentru verificarea următorilor parametri:

- a) intervalul și treapta valorii de consemn a puterii reactive;
- b) precizia reglajului;
- c) durata de activare a puterii reactive;

4) testul se consideră reușit, dacă sunt satisfăcute următoarele condiții:

- a) intervalul și treapta valorii de consemn a puterii reactive sunt asigurate în conformitate cu pct. 377;
- b) precizia reglajului corespunde cerințelor menționate la pct. 376.

539. În ceea ce privește testul pentru modul de reglaj al factorului de putere:
- 1) trebuie demonstrată capacitatea unității de conversie HVDC sau a stației de conversie HVDC de a funcționa în modul de reglaj al factorului de putere, în condițiile prevăzute la pct. 378;
 - 2) testul pentru modul de reglaj al factorului de putere se aplică în ceea ce privește verificarea următorilor parametri:
 - a) intervalul valorii de consemn a factorului de putere;
 - b) precizia reglajului;
 - c) răspunsul puterii reactive declanșat la schimbarea de treaptă a puterii active;
 - 3) testul se consideră reușit, dacă sunt satisfăcute următoarele condiții:
 - a) intervalul și treapta valorii de consemn a factorului de putere sunt asigurate în conformitate cu pct. 378;
 - b) durata de activare a puterii reactive ca rezultat al schimbării treptei de putere activă nu depășește cerințele specificate în conformitate cu pct. 378;
 - c) precizia reglajului respectă valoarea menționată la pct. 378.
540. În ceea ce privește testele pentru răspunsul RFA:
- 1) trebuie să se demonstreze capacitatea tehnică a sistemului HVDC de a modula permanent puterea activă pe întregul interval de funcționare dintre capacitatea maximă de transport al puterii active HVDC și capacitatea minimă de transport al puterii active HVDC pentru a contribui la reglajul frecvenței și să se verifice parametrii staționari ai reglajelor, precum statismul și banda moartă, și parametrii dinamici, inclusiv soliditatea în timpul răspunsului la schimbarea treptei de frecvență și a variațiilor rapide de frecvență;
 - 2) testul se efectuează prin simularea unor trepte și rampe de frecvență suficient de mari pentru a activa cel puțin 10 % din intervalul total de răspuns la frecvență al puterii active în fiecare direcție, luând în considerare setările pentru statism și banda moartă. Vor fi introduse semnale simulate de deviere a frecvenței în regulatorul unității de conversie HVDC sau al stației de conversie HVDC;
 - 3) testul se consideră reușit dacă sunt satisfăcute următoarele condiții:
 - a) timpul de activare a întregii game de răspuns frecvență/putere activă ca rezultat al unei schimbări a treptei de frecvență nu a depășit valoarea prevăzută în Anexa 4;
 - b) nu apar oscilații neatenuate după răspunsul la schimbările de treaptă;
 - c) timpul de întârziere inițial a fost conform cu Anexa 4;
 - d) setările pentru statism sunt disponibile în intervalul stabilit în Anexa 4, iar banda moartă (pragul) nu depășește valoarea prevăzută în Anexa 4;
 - e) insensibilitatea răspunsului frecvență/putere activă în orice punct de funcționare relevant nu depășește cerințele prevăzute în Anexa 4.
541. În ceea ce privește încercările pentru răspunsul RFA-CR:
- 1) trebuie demonstrată capacitatea tehnică a sistemului HVDC de a modula permanent puterea activă pentru a contribui la reglajul frecvenței în cazul unei creșteri importante a frecvenței în sistem și trebuie verificați parametrii staționari ai reglajelor, precum statismul și banda moartă, și parametrii dinamici, inclusiv răspunsul la schimbarea treptei de frecvență;

2) testul se efectuează prin simularea unor trepte și rampe de frecvență suficient de mari pentru a declanșa o variație de cel puțin 10 % din întregul interval de funcționare pentru puterea activă, luând în considerare valorile de consemn pentru statism și banda moartă. Vor fi introduse semnale simulate de deviere a frecvenței în regulatorul unității de conversie HVDC sau al stației de conversie HVDC;

3) testul se consideră reușit dacă sunt respectate ambele condiții de mai jos:

a) rezultatele încercărilor, atât pentru parametrii dinamici, cât și pentru cei statici, sunt în concordanță cu cerințele menționate în Anexa 4;

b) nu apar oscilații neatenuate după răspunsul la schimbările de treaptă.

542. În ceea ce privește testul pentru răspunsul RFA-SC:

1) trebuie să se demonstreze capacitatea tehnică a sistemului HVDC de a modula permanent puterea activă pe întregul interval de funcționare la puncte de funcționare situate sub capacitatea maximă de transport al puterii active HVDC pentru a contribui la reglajul frecvenței în cazul unei scăderi mari de frecvență în sistem;

2) testul se efectuează prin simularea unor puncte de sarcină cu putere activă corespunzătoare, cu trepte de frecvență mici și rampe suficient de mari pentru a declanșa o variație a puterii active de cel puțin 10 % din întregul interval de funcționare pentru puterea activă, luând în considerare setările pentru statism și banda moartă. Vor fi introduse semnale simulate de deviere a frecvenței în regulatorul unității de conversie HVDC sau al stației de conversie HVDC;

3) testul se consideră reușit dacă sunt respectate ambele condiții de mai jos:

a) rezultatele testelor, atât pentru parametrii dinamici, cât și pentru cei statici, sunt în concordanță cu cerințele menționate în Anexa 4;

b) nu apar oscilații neatenuate după răspunsul la schimbările de treaptă.

543. În ceea ce privește testul pentru reglajul puterii active:

1) trebuie să se demonstreze capacitatea tehnică a sistemului HVDC de a modula permanent puterea activă pe întregul interval de funcționare în conformitate cu pct. 351, sbp. 1) și 4);

2) testul se efectuează prin trimiterea de instrucțiuni manuale și automate de către OST;

3) testul se consideră reușit, dacă sunt satisfăcute următoarele condiții:

a) sistemul HVDC a demonstrat că funcționează stabil;

b) timpul de ajustare a puterii active este mai scurt decât termenul limită stabilit în temeiul pct. 351, sbp. 1);

c) a fost demonstrat răspunsul dinamic al sistemului HVDC la primirea instrucțiunilor în scopul efectuării schimbului sau al partajării rezervelor ori în scopul participării la procesele de protecție împotriva instabilității, dacă corespunde cerințelor pentru aceste produse, astfel cum sunt specificate de OST.

544. În ceea ce privește testul pentru modificarea rampei de variație a puterii active:

1) trebuie să se demonstreze capacitatea tehnică a sistemului HVDC de a ajusta rampa de variație a puterii active în conformitate cu pct. 352;

2) testul se efectuează de către OST care trimite instrucțiuni privind modificări ale rampei;

3) testul se consideră reușit, dacă sunt satisfăcute următoarele condiții:

- a) rampa de variație a puterii active este ajustabilă;
- b) sistemul HVDC a demonstrat că funcționează stabil în timpul perioadelor de variație a puterii active.

545. În ceea ce privește testul pentru capacitatea de pornire fără sursă de tensiune din sistem, dacă este aplicabil:

- 1) trebuie să se demonstreze capacitatea tehnică a sistemului HVDC de a pune sub tensiune bara colectoare a stației electrice de transformare la curent alternativ din extremități la care este conectat, într-un interval de timp stabilit de OST în conformitate cu pct. 424;
- 2) testul se efectuează în timp ce sistemul HVDC pornește din starea de oprire;
- 3) testul se consideră reușit, dacă sunt satisfăcute următoarele condiții:
 - a) trebuie să se demonstreze că sistemul HVDC poate pune sub tensiune bara colectoare a stației electrice de transformare a curentului alternativ din capete la care este conectat;
 - b) sistemul HVDC funcționează dintr-un punct de funcționare stabil la capacitatea convenită, în conformitate cu procedura prevăzută la pct. 425.

Subsecțiunea 2

Testul de conformitate pentru modulele MGCCC și pentru unitățile de conversie HVDC din extremități

546. În locul unei părți a încercărilor de mai jos pot fi utilizate certificate pentru echipamente, cu condiția ca acestea să fie furnizate operatorului de sistem relevant.

547. În ceea ce privește testul pentru capacitatea de putere reactivă a modulelor MGCCC:

- 1) trebuie demonstrată capacitatea tehnică a modulelor MGCCC de a furniza capacitatea puterii reactive capacitive și inductive în conformitate cu pct. 438;
- 2) testul privind capacitatea de putere reactivă se efectuează la puterea reactivă maximă, atât inductivă, cât și capacitivă, și cu privire la verificarea următorilor parametri:
 - a) funcționare la mai mult de 60 % din capacitatea maximă timp de 30 de minute;
 - b) funcționare în intervalul 30-50 % din capacitatea maximă timp de 30 de minute;
 - c) funcționare în intervalul 10-20 % din capacitatea maximă timp de 60 de minute;
- 3) testul se consideră reușit dacă sunt satisfăcute următoarele condiții:
 - a) modulul MGCCC a funcționat cel puțin pe durata solicitată la puterea reactivă maximă, atât inductivă, cât și capacitivă, pentru fiecare parametru menționat la sbp. 2);
 - b) trebuie demonstrată capacitatea modulului MGCCC de a trece la orice valoare de consemn a puterii reactive în intervalul convenit sau stabilit, în limitele obiectivelor de performanță specificate ale sistemului de reglaj al puterii reactive relevante;
 - c) nu are loc nicio acționare a protecției în limitele de funcționare definite de diagrama de capacitate a puterii reactive.

548. În ceea ce privește testul pentru capacitatea de putere reactivă a unităților de conversie HVDC din extremități:

1) trebuie demonstrată capacitatea tehnică a unității de conversie HVDC sau a stației de conversie HVDC de a furniza capacitatea puterii reactive capacitive și inductive în conformitate cu pct. 451;

2) testul se consideră reușit, dacă sunt satisfăcute următoarele condiții:

a) unitatea de conversie HVDC sau stația de conversie HVDC a funcționat cel puțin o oră la puterea reactivă maximă, atât inductivă, cât și capacitivă, la:

— capacitatea minimă de transport al puterii active HVDC;

— capacitatea maximă de transport al puterii active HVDC;

— un punct de funcționare activă, între intervalele minime și maxime respective;

b) trebuie demonstrată capacitatea unității de conversie HVDC sau a stației de conversie HVDC de a trece la orice valoare de consemn a puterii reactive în intervalul convenit sau stabilit în limitele obiectivelor de performanță specificate ale sistemului de reglaj al puterii reactive relevante;

c) nu are loc nicio acționare a protecției în limitele de funcționare definite de diagrama de capacitate a puterii reactive.

549. În ceea ce privește testul pentru modul de reglaj al tensiunii:

1) trebuie să se demonstreze capacitatea modulului MGCCC de a funcționa în modul de reglaj al tensiunii, în condițiile prevăzute în Subsecțiunea 2, Secțiunea 3, Capitolul II din Titlul II;

2) testul pentru modul de reglaj al tensiunii se aplică în ceea ce privește verificarea următorilor parametri:

a) panta și banda moartă implementate ale caracteristicii statice;

b) precizia reglajului;

c) insensibilitatea reglajului;

d) durata de activare a puterii reactive;

3) testul se consideră reușit, dacă sunt satisfăcute următoarele condiții:

a) intervalul de reglaj, statismul ajustabil și banda moartă respectă parametrii caracteristici conveniți sau stabiliți, în conformitate cu pct. 73, sbp. 4);

b) insensibilitatea reglajului tensiunii nu este mai mare de 0,01 pu, în conformitate cu pct. 73, sbp. 4);

c) după o schimbare a treptei de tensiune, 90 % din variația producției de putere reactivă a fost realizată în intervalele de timp și toleranțele menționate la pct. 73, sbp. 4).

550. În ceea ce privește testul pentru modul de reglaj al puterii reactive:

1) trebuie să se demonstreze capacitatea modulului MGCCC de a funcționa în modul de reglaj al puterii reactive, în condițiile prevăzute la pct. 73, subpct. 4), lit. c);

2) testul pentru modul de reglaj al puterii reactive trebuie să vină în completarea încercării pentru capacitatea de putere reactivă;

3) testul pentru modul de reglaj al puterii reactive se aplică pentru verificarea următorilor parametri:

a) intervalul și treapta valorii de consemn a puterii reactive;

b) precizia reglajului;

c) durata de activare a puterii reactive;

- 4) testul se consideră reușit dacă sunt satisfăcute următoarele condiții:
- a) intervalul și treapta valorii de consemn ale puterii reactive sunt asigurate în conformitate cu pct. 73, sbp. 4);
 - b) precizia reglajului îndeplinește condițiile menționate la pct. 73, sbp. 4);
551. În ceea ce privește testul pentru modul de reglaj al factorului de putere:
- 1) trebuie să se demonstreze capacitatea modulului MGCCC de a funcționa în modul de reglaj al factorului de putere, în condițiile prevăzute în pct. 73, sbp. 4), lit. d);
 - 2) testul pentru modul de reglaj al factorului de putere se aplică în ceea ce privește verificarea următorilor parametri:
 - a) intervalul valorii de consemn a factorului de putere;
 - b) precizia reglajului;
 - c) răspunsul puterii reactive declanșat la schimbarea de treaptă a puterii active;
 - 3) testul se consideră reușit dacă sunt satisfăcute următoarele condiții:
 - a) intervalul și treapta valorii de consemn a factorului de putere sunt asigurate în conformitate cu pct. 73, sbp. 4);
 - b) durata de activare a puterii reactive ca rezultat al schimbării treptei de putere activă nu depășește cerința prevăzută la pct. 73, sbp. 4);
 - c) precizia reglajului respectă valoarea menționată la pct. 73, sbp. 4);
552. În ceea ce privește încercările identificate la pct. 549-551, OST nu poate selecta decât două dintre cele trei opțiuni de reglaj pentru încercare.
553. În ceea ce privește răspunsul RFA-CR al modulului MGCCC, încercările se efectuează în conformitate cu pct. 140.
554. În ceea ce privește răspunsul RFA-SC al modulului MGCCC, încercările se efectuează în conformitate cu pct. 143.
555. În ceea ce privește reglajul puterii active a modulului MGCCC, încercările se efectuează în conformitate cu pct. 142.
556. În ceea ce privește răspunsul RFA al modulului MGCCC, încercările se efectuează în conformitate cu pct. 144.
557. În ceea ce privește reglajul restabilirii frecvenței al modulului MGCCC, încercările se efectuează în conformitate cu pct. 132.
558. În ceea ce privește răspunsul la semnale rapide al modulului MGCCC, testul se consideră reușit dacă modulul MGCCC poate demonstra capacitatea de răspuns în intervalul de timp specificat la pct. 427, sbp. 1).
559. În ceea ce privește încercările pentru modulele MGCCC în cazul cărora rețeaua colectoare a curentului alternativ nu este la frecvența nominală de 50 Hz, operatorul de sistem relevant, în coordonare cu OST convine încercările de conformitate necesare cu gestionarul modulului MGCCC.

Secțiunea 3
Simulările de conformitate
Subsecțiunea 1
Simulări de conformitate pentru sistemele HVDC

560. În locul unei părți a simulărilor de mai jos pot fi utilizate certificate pentru echipamente, cu condiția ca acestea să fie furnizate operatorului de sistem relevant.

561. În ceea ce privește simularea pentru introducerea componentei tranzitorii a curentului de defect:

- 1) gestionarul unității de conversie HVDC sau al stației de conversie HVDC simulează introducerea componentei tranzitorii a curentului de defect, în condițiile prevăzute la pct. 365-367;
- 2) simularea se consideră reușită cu condiția să se demonstreze respectarea cerințelor specificate în conformitate cu pct. 365-367.

562. În ceea ce privește simularea pentru capacitatea de trecere peste defect cu nivel minim de tensiune:

- 1) gestionarul sistemului HVDC simulează capacitatea de trecere peste defect cu nivel minim de tensiune, în condițiile prevăzute în Subsecțiunea 1, Secțiunea 3, Capitolul II din Titlul IV;
- 2) simularea se consideră reușită cu condiția să se demonstreze respectarea cerințelor specificate în conformitate cu Subsecțiunea 1, Secțiunea 3, Capitolul II din Titlul IV.

563. În ceea ce privește simularea pentru recuperarea puterii active după defect:

- 1) gestionarul sistemului HVDC simulează recuperarea puterii active după defect, în condițiile prevăzute la pct. 388;
- 2) simularea se consideră reușită cu condiția să se demonstreze respectarea cerințelor specificate în conformitate cu pct. 388.

564. În ceea ce privește simularea pentru capacitatea de putere reactivă:

- 1) gestionarul unității de conversie HVDC sau al stației de conversie HVDC simulează capacitatea de furnizare a capacității puterii reactive capacitive și inductive, în condițiile prevăzute la pct. 369-371;
- 2) simularea se consideră reușită dacă sunt satisfăcute următoarele condiții:
 - a) modelul de simulare al unității de conversie HVDC sau al stației de conversie HVDC este validat în raport cu încercările de conformitate pentru capacitatea de putere reactivă, prevăzute în Subsecțiunea 1, Secțiunea 2, Capitolul VI din prezentul titlu;
 - b) se demonstrează respectarea cerințelor prevăzute la pct. 369-371.

565. În ceea ce privește simularea pentru reglajul atenuării oscilațiilor de putere:

- 1) gestionarul sistemului HVDC demonstrează performanța sistemului său de reglaj (funcția POD) în ceea ce privește atenuarea oscilațiilor de putere, în condițiile prevăzute la pct. 399-401;
- 2) ajustarea trebuie să conducă la îmbunătățirea atenuării răspunsului puterii active corespunzătoare a sistemului HVDC în combinație cu funcția POD, comparativ doar cu răspunsul puterii active a sistemului HVDC fără POD;
- 3) simularea se consideră reușită dacă sunt satisfăcute următoarele condiții:
 - a) funcția POD atenuază oscilațiile de putere existente ale sistemului HVDC într-o gamă de frecvențe specificată de către OST. Această gamă de frecvențe include frecvența în mod local a sistemului HVDC și oscilațiile din rețea preconizate;

b) un transfer de variație a puterii active al sistemului HVDC, astfel cum a fost specificat de către OST, nu conduce la oscilații neatenuate ale puterii reactive sau active a sistemului HVDC.

566. În ceea ce privește simularea pentru modificarea puterii active în caz de deranjament:

1) gestionarul sistemului HVDC simulează capacitatea de a modifica rapid puterea activă în conformitate cu pct. 351, sbp. 2);

2) simularea se consideră reușită dacă sunt satisfăcute următoarele condiții:

a) sistemul HVDC a demonstrat că funcționează stabil atunci când urmează secvența prestabilită a variației puterii active;

b) termenul inițial de ajustare a puterii active este mai scurt decât valoarea specificată la pct. 351, sbp. 2) sau, dacă este mai lung, se justifică în mod rezonabil.

567. În ceea ce privește simularea pentru inversarea rapidă a puterii active, după caz:

1) gestionarul sistemului HVDC simulează capacitatea de a inversa rapid puterea activă în conformitate cu pct. 351, sbp. 3);

2) simularea se consideră reușită dacă sunt satisfăcute următoarele condiții:

a) sistemul HVDC a demonstrat că funcționează stabil;

b) timpul inițial de ajustare a puterii active este mai scurt decât valoarea specificată la pct. 351, sbp. 3) sau, dacă este mai lung, se justifică în mod rezonabil.

Subsecțiunea 2

Simulări de conformitate pentru modulele MGCCC și pentru unitățile de conversie HVDC din extremități

568. Modulele MGCCC se supun simulărilor de conformitate detaliate în prezenta Subsecțiune. În locul unei părți a simulărilor descrise mai jos pot fi utilizate certificate pentru echipamente, cu condiția ca acestea să fie furnizate operatorului de sistem relevant.

569. În ceea ce privește simularea pentru introducerea componentei tranzitorii a curentului de defect:

1) gestionarul modulului MGCCC simulează capacitatea de introducere a componentei tranzitorii a curentului de defect, în condițiile prevăzute la pct. 69, sbp. 2);

2) simularea se consideră reușită cu condiția să se demonstreze conformitatea cu cerințele, în temeiul pct. 69, sbp. 2);

570. În ceea ce privește simularea pentru recuperarea puterii active după defect:

1) gestionarul modulului MGCCC simulează capacitatea de recuperare a puterii active după defect, în condițiile prevăzute la pct. 70, sbp. 1);

2) simularea se consideră reușită cu condiția să se demonstreze conformitatea cu cerințele, în temeiul pct. 70, sbp. 1);

571. În ceea ce privește simularea pentru capacitatea de putere reactivă a modulelor MGCCC:

1) gestionarul modulului MGCCC simulează capabilitatea puterii reactive capacitive și inductive, în condițiile prevăzute la pct. 438;

2) simularea se consideră reușită dacă sunt satisfăcute următoarele condiții:

- a) modelul de simulare a modului MGCCC este validat în raport cu încercările de conformitate pentru capacitatea puterii reactive stabilite la pct. 547;
- b) respectarea cerinței prevăzute la pct. 438 este demonstrată.

572. În ceea ce privește simularea pentru capacitatea de putere reactivă a unităților de conversie HVDC din extremități, se aplică următoarele cerințe:

- 1) gestionarul unității de conversie HVDC din extremități sau al stației de conversie HVDC din extremități simulează capacitatea de furnizare a capacității puterii reactive capacitive și inductive, în condițiile prevăzute la pct. 451;
- 2) simularea se consideră reușită dacă sunt satisfăcute următoarele condiții:
 - a) modelul de simulare al unității de conversie HVDC din extremități sau al stației de conversie HVDC din extremități este validat în raport cu încercările de conformitate pentru capacitatea de putere reactivă, prevăzute la pct. 548;
 - b) respectarea cerinței prevăzute la pct. 451 este demonstrată.

573. În ceea ce privește simularea pentru reglajul atenuării oscilațiilor de putere:

- 1) gestionarul modului MGCCC simulează capacitatea de atenuare a oscilațiilor de putere în condițiile menționate la pct. 73, sbp. 6);
- 2) simularea se consideră reușită cu condiția să se demonstreze că modelul respectă condițiile prevăzute la pct. 73, sbp. 6).

574. În ceea ce privește capacitatea de trecere peste defect cu nivel minim de tensiune:

- 1) gestionarul modului MGCCC simulează capacitatea de trecere peste defect în condițiile menționate la pct. 58, sbp. 1);
- 2) simularea se consideră reușită cu condiția să se demonstreze că modelul respectă condițiile prevăzute la pct. 58, sbp. 1).

TITLU V ANALIZA COST-BENEFICIU

Capitolul I

IDENTIFICAREA COSTURILOR ȘI BENEFICIILOR APLICĂRII CERINTELOR LA UNITĂȚILE GENERATOARE EXISTENTE, LOCURILOR DE CONSUM EXISTENTE RACORDATE LA REȚEAUA ELECTRICĂ DE TRANSPORT, INSTALAȚIILOR DE DISTRIBUȚIE EXISTENTE RACORDATE LA REȚEAUA ELECTRICĂ DE TRANSPORT, SISTEMELOR DE DISTRIBUȚIE EXISTENTE ȘI UNITĂȚILOR CONSUMATOARE EXISTENTE, LA SISTEMELE HVDC SAU LA MODULELE MGCCC EXISTENTE

575. Înainte de aplicarea oricărei cerințe prevăzute în prezentul Cod la unitățile generatoare existente, în cazul locurilor de consum existente racordate la rețeaua electrică de transport, al instalațiilor de distribuție existente racordate la rețeaua electrică de transport, al sistemelor de distribuție existente și al unităților consumatoare existente, la sistemele HVDC sau la modulele MGCCC existente în conformitate cu pct. 7, OST realizează o comparație calitativă a costurilor și beneficiilor legate de cerința avută în vedere. Această comparație trebuie să țină seama de alternativele disponibile în rețea sau pe piață. OST poate să întreprindă o analiză cantitativă cost-beneficiu, în conformitate cu pct. 576-579, numai în cazul în care comparația calitativă indică faptul că potențialele beneficii depășesc costurile probabile. În cazul în care costul este considerat mare sau beneficiul este considerat mic, OST nu poate continua.

576. În urma unei evaluări pregătitoare efectuate conform pct. 575, OST trebuie să efectueze o analiză cantitativă cost-beneficiu a oricărei cerințe care este avută în vedere pentru aplicarea la unitățile generatoare existente, în cazul locurilor de consum existente racordate la rețeaua electrică de transport, al instalațiilor de distribuție existente racordate la rețeaua electrică de transport, al sistemelor de distribuție existente și al unităților consumatoare existente, la sistemele HVDC existente sau la modulele MGCCC existente, și care, în urma etapei pregătitoare în conformitate cu pct. 575, a demonstrat că poate aduce beneficii.

577. În termen de trei luni de la finalizarea analizei cost-beneficiu, OST rezumă constatările într-un raport care:

- 1) include analiza cost-beneficiu și o recomandare cu privire la metoda care trebuie abordată;
- 2) include o propunere pentru o perioadă de tranziție în ceea ce privește aplicarea cerinței la unitățile generatoare existente, în cazul locurilor de consum existente racordate la rețeaua electrică de transport, al instalațiilor de distribuție existente racordate la rețeaua electrică de transport, al sistemelor de distribuție existente și al unităților consumatoare existente, la sistemele HVDC existente sau la modulele MGCCC existente. Această perioadă de tranziție nu trebuie să fie mai mare de doi ani, cu începere de la data deciziei Agenției cu privire la aplicabilitatea cerinței;
- 3) este supus consultării publice în conformitate cu pct. 20-21.

578. Nu mai târziu de șase luni după terminarea consultării publice, OST pregătește un raport în care explică rezultatele consultării și face o propunere privind aplicabilitatea cerinței avute în vedere. Raportul și propunerea se transmit Agenției, iar gestionarii instalațiilor electrice sau, după caz, terții sunt informați cu privire la cuprinsul acestora.

579. Propunerea făcută de către OST Agenției în temeiul pct. 578 include, cel puțin, următoarele elemente:

- 1) o procedură de notificare pentru a demonstra implementarea acestor cerințe de către gestionarul instalației electrice;
- 2) perioadă de tranziție pentru implementarea cerințelor care trebuie să țină seama de specificul instalației electrice, după cum se prevede la pct. 30 și de orice obstacole în calea implementării eficiente a modificării/retehnologizării echipamentelor.

Capitolul II

PRINCIPIILE ANALIZEI COST-BENEFICIU

580. Gestionarii instalațiilor de producere, locurilor de consum, OSD și operatorii sistemelor de distribuție închise, proprietarii de sisteme HVDC și de module MGCCC sprijină și contribuie la analiza cost-beneficiu efectuată în conformitate cu Capitolul I din prezentul Titlu și cu Capitolul III din Titlul VI și furnizează datele solicitate de către operatorul de sistem sau OST, în termen de trei luni de la primirea solicitării, cu excepția cazului în care se convine altfel de către OST. Pentru pregătirea unei analize cost-beneficiu de către un gestionar sau potențial gestionar de instalație de producere a energiei electrice, de loc de consum, OSD și operatorii sistemelor de distribuție închise, proprietarii de sisteme HVDC și de module MGCCC care evaluează o posibilă derogare în temeiul Capitolul II din Titlul VI, OST și operatorii de distribuție, inclusiv operatorii sistemelor de distribuție închise sprijină și contribuie la analiza cost-beneficiu și furnizează datele solicitate de gestionarul sau potențialul gestionar al instalației de producere a energiei electrice, de loc de consum, OSD și operatorii sistemelor de distribuție închise, proprietarii de sisteme HVDC și de module MGCCC în termen de trei luni de la primirea solicitării, cu excepția cazului în care se convine altfel de către gestionarul sau potențialul gestionar al instalației de producere a energiei electrice, de loc de consum, OSD și operatorii sistemelor de distribuție închise, proprietarii de sisteme HVDC și de module MGCCC.

581. Analiza cost-beneficiu se face în conformitate cu următoarele principii:

- 1) OST, operatorul de sistem relevant, gestionarul instalației electrice sau potențialii gestionari de instalații electrice trebuie să își întemeieze analiza cost-beneficiu pe unul sau mai multe dintre următoarele principii de calcul:
 - a) valoarea netă actualizată;
 - b) rentabilitatea investiției;
 - c) rata rentabilității;
 - d) durata de recuperare a investiției;
- 2) OST, operatorul de sistem relevant, gestionarul instalației electrice sau potențialii gestionari de instalații electrice trebuie să cuantifice beneficiile socio-

economice în ceea ce privește îmbunătățirea securității aprovizionării cu energie electrică și include cel puțin:

- a) reducerea aferentă a probabilității de pierdere a furnizării pe durata modificării;
 - b) amploarea și durata probabilă a unor astfel de pierderi de producție;
 - c) costul fiecărei ore în care se produc astfel de pierderi de producție;
- 3) OST, operatorul de sistem relevant, gestionarul instalației electrice sau potențialii gestionari de instalații electrice trebuie să cuantifice beneficiile pe piața internă a energiei electrice, pentru comerțul transfrontalier și pentru integrarea energiilor din surse regenerabile, inclusiv:
- a) răspunsul la abaterile de frecvență ale puterii active;
 - b) rezervele de echilibrare;
 - c) furnizarea de putere reactivă;
 - d) managementul congestiilor;
 - e) măsuri de apărare;
- 4) OST trebuie să cuantifice costurile aplicării normelor necesare la instalațiile electrice existente, incluzând cel puțin:
- a) costurile directe datorate implementării unei cerințe;
 - b) costurile asociate atribuite pierderii oportunității;
 - c) costurile aferente modificărilor în operare și mentenanță.

TITLUL VI DEROGĂRI

Capitolul I DISPOZIȚII GENERALE

582. La solicitarea unui operator de sistem relevant sau OST, a unui gestionar sau potențial gestionar de instalație de producere a energiei electrice, gestionar sau potențial gestionar de loc de consum, OSD/operator al sistemului de distribuție închis sau potențial operator, unui proprietar sau potențial proprietar de sistem HVDC sau de modul MGCCC Agenția este în drept să acorde acestora derogări de la una sau mai multe dispoziții ale prezentului Cod în conformitate cu prezentul titlu.

583. După consultarea operatorilor de sistem relevanți, a gestionarilor de instalație de producere a energiei electrice, gestionarilor locurilor de consum, OSD/operator al sistemului de distribuție închis, a proprietarilor de sistem HVDC sau de modul MGCCC și a altor părți interesate care, în opinia Agenției, pot fi afectate de prezentul Cod, Agenția stabilește criteriile de acordare a derogărilor în temeiul Capitolelor II-IV din prezentul Titlu. Agenția publică criteriile respective pe site-ul său de internet și le transmite Secretariatului Comunității Energetice în termen de nouă luni de la intrarea în vigoare a prezentului Cod. Secretariatul Comunității Energetice poate solicita Agenției să modifice criteriile în cazul în care consideră că acestea nu sunt conforme cu prezentul Cod. Această posibilitate de revizuire și modificare a criteriilor de acordare a derogării nu trebuie să afecteze derogările deja acordate, care se vor aplica în continuare până la data expirării, potrivit deciziei de acordare a derogării.

584. Agenția este în drept să revizuiască și să modifice criteriile de acordare a derogărilor în conformitate cu pct. 582 cel mult o dată pe an dacă consideră că acest lucru este necesar din cauza unei modificări a circumstanțelor referitoare la evoluția cerințelor pentru sistem. Modificarea criteriilor nu se aplică derogărilor pentru care s-a făcut deja o solicitare.

585. Agenția este în drept să decidă dacă instalațiile electrice pentru care a fost depusă o cerere de derogare în temeiul Capitolelor II-IV din prezentul Titlu nu trebuie să respecte cerințele prezentului Cod de la care s-a cerut derogarea, de la data depunerii cererii până la emiterea deciziei Agenției.

Capitolul II CEREREA DE DEROGARE FORMULATĂ DE CĂTRE GESTIONARUL INSTALAȚIEI DE PRODUCERE A ENERGIEI ELECTRICE, GESTIONARUL LOCULUI DE CONSUM, OPERATORUL SISTEMULUI DE DISTRIBUȚIE, OPERATORUL SISTEMULUI DE DISTRIBUȚIE ÎNCHIS, PROPRIETARUL DE SISTEM HVDC SAU DE MODUL MGCCC

586. Gestionarul instalației de producere a energiei electrice, gestionarul locului de consum, operatorul sistemului de distribuție, operatorul sistemului de distribuție închis, proprietarul de sistem HVDC sau de modul MGCCC poate solicita derogări de la una sau mai multe dintre cerințele prezentului Cod pentru instalațiile electrice care le dețin.

587. O cerere de derogare se depune la operatorul de sistem relevant și trebuie să includă:

- 1) o identificare a gestionarului sau potențialului gestionar al instalației de producere a energiei electrice, a gestionarului sau a potențialului gestionar al locului de consum, a OSD/operatorului sistemului de distribuție închis sau a potențialului operator, a gestionarului sistemului HVDC sau al modulului MGCCC sau a gestionarului lor potențial, precum și a unei persoane de contact pentru toate comunicările;
- 2) o descriere a unității sau unităților generatoare, a locului de consum racordat la rețeaua electrică de transport, a instalației de distribuție racordate la rețeaua electrică de transport, a sistemului de distribuție sau a unității consumatoare, sistemului HVDC sau a modulului MGCCC pentru care se solicită o derogare;
- 3) o trimitere la dispozițiile prezentului Cod de la care se solicită o derogare și o descriere detaliată a derogării solicitate;
- 4) o motivare detaliată, însoțită de documentele justificative și o analiză cost-beneficiu în conformitate cu cerințele din Capitolul II Titlul V;
- 5) demonstrarea faptului că derogarea solicitată nu ar avea niciun efect advers asupra comerțului transfrontalier;
- 6) în cazul unui modul MGCCC racordat la una sau mai multe stații de conversie HVDC din extremități, dovada că stația de conversie nu va fi afectată de derogare sau, ca alternativă, acordul gestionarului stației de conversie cu privire la derogarea propusă.

588. În termen de două săptămâni de la primirea unei cereri de derogare, operatorul de sistem relevant îi confirmă solicitantului dacă cererea este completă. În cazul în care operatorul de sistem relevant consideră că cererea este incompletă, solicitantul trebuie să prezinte informațiile suplimentare solicitate în termen de o lună de la primirea cererii de informații suplimentare. Dacă solicitantul nu furnizează informațiile solicitate în acest termen, se consideră că cererea de derogare a fost retrasă.

589. Operatorul de sistem relevant, în cooperare cu OST și orice OSD adiacent afectat, evaluează cererea de derogare și analiza cost-beneficiu furnizată, luând în considerare criteriile stabilite de Agenție în temeiul Capitolul I din prezentul Titlu.

590. În cazul în care o cerere de derogare privește o unitate generatoare de tip C sau D, un sistem HVDC sau un modul MGCCC racordat la o rețea de distribuție, inclusiv la o rețea de distribuție închisă, evaluarea operatorului de sistem relevant trebuie să fie însoțită de o evaluare a cererii de derogare de către OST. OST pune la dispoziție rezultatele evaluării sale în termen de două luni de la solicitarea în acest sens adresată de către operatorul de sistem relevant.

591. În termen de șase luni de la primirea unei cereri de derogare, operatorul de sistem relevant transmite cererea către Agenție și prezintă respectiva evaluare sau respectivele evaluări elaborate în conformitate cu pct. 589 și 590. Acest termen poate fi prelungit cu încă o lună, dacă operatorul de sistem relevant solicită informații suplimentare din partea solicitantului, și cu două luni dacă operatorul de sistem relevant solicită OST să prezinte o evaluare a cererii de derogare.

592. Agenția adoptă o decizie cu privire la orice cerere de derogare în termen de șase luni din ziua următoare primirii cererii. Acest termen poate fi prelungit cu trei luni înainte de expirarea sa, dacă Agenția solicită informații suplimentare din partea operatorilor de sistem relevanți, a gestionarilor de instalație de producere a energiei electrice, gestionarilor locurilor de consum, OSD/operator al sistemului de distribuție închis, a proprietarilor de sistem HVDC sau de modul MGCCC sau din partea oricărei alte părți interesate. Perioada suplimentară începe în momentul în care au fost primite informațiile complete.

593. Gestionarul sau potențialul gestionar de instalație de producere a energiei electrice, gestionarul sau potențialul gestionar al locului de consum, OSD/operatorul sistemului de distribuție închis sau potențialul operator, proprietarul sau potențialul proprietar de sistem HVDC sau de modul MGCCC trebuie să prezinte orice alte informații suplimentare solicitate de Agenție în termen de două luni de la depunerea cererii. În cazul în care gestionarul sau potențialul gestionar de instalație de producere a energiei electrice, gestionarul sau potențialul gestionar al locului de consum, OSD/operatorul sistemului de distribuție închis sau potențialul operator, proprietarul sau potențialul proprietar de sistem HVDC sau de modul MGCCC nu furnizează informațiile solicitate în termenul respectiv, cererea de derogare se consideră retrasă, cu excepția cazurilor în care, înainte de expirarea acesteia:

- 1) Agenția decide să ofere o prelungire;
- 2) Gestionarul sau potențialul gestionar de instalație de producere a energiei electrice, gestionarul sau potențialul gestionar al locului de consum, OSD/operatorul sistemului de distribuție închis sau potențialul operator, proprietarul sau potențialul proprietar de sistem HVDC sau de modul MGCCC informează Agenției, printr-o cerere motivată, că cererea de derogare este completă.

594. Agenția emite o decizie motivată cu privire la cererea de derogare. În cazul în care Agenția acordă o derogare, aceasta trebuie să specifice durata sa.

595. Agenția notifică decizia sa tuturor părților implicate.

596. Agenția este în drept să revoce o decizie de acordare a unei derogări în cazul în care circumstanțele și motivele care stau la baza derogării nu se mai aplică sau la recomandarea motivată a Comitetului de reglementare al Comunității Energetice.

597. Pentru unitățile generatoare de tipul A, unităților consumatoare din cadrul unui loc de consum sau al unui sistem de distribuție închis racordat la un nivel de tensiune de 1 000 V sau mai mic, cererea de derogare în temeiul prezentului Capitol poate fi depusă și de un terț în numele gestionarului sau potențialului gestionar al unei instalații de producere a energiei electrice, gestionarului sau potențialului gestionar al locului de consum sau în numele operatorului sistemului de distribuție închis sau al potențialului operator. Această cerere poate viza o singură unitate generatoare sau mai multe unități generatoare identice, precum și o singură unitate consumatoare sau pentru mai multe unități consumatoare din cadrul aceluiași loc de consum sau al aceluiași sistem de distribuție închis. În cazul din urmă și cu condiția să se specifice capacitatea maximă cumulată, terțul poate substitui detaliile solicitate la pct. 587, sbp. 1) cu propriile date de identificare.

Capitolul III

CEREREA DE DEROGARE A OST SAU A UNUI OPERATOR DE SISTEM RELEVANT

598. Operatorii de sistem relevanți sau OST pot solicita derogări pentru clasele de unități generatoare, pentru locuri de consum racordate la rețeaua electrică de transport, instalații de distribuție racordate la rețeaua electrică de transport, sisteme de distribuție sau unități consumatoare din cadrul unui loc de consum sau al unui sistem de distribuție închis, pentru clasele de sisteme HVDC sau de module MGCCC care sunt sau vor fi racordate la rețeaua lor.

599. Operatorii de sistem relevanți sau OST depun cererile de derogări la Agenție. Fiecare cerere de derogare trebuie să includă:

- 1) o identificare a operatorului de sistem relevant sau OST, precum și o persoană de contact pentru toate comunicările;
- 2) o descriere a unităților generatoare, locului de consum racordat la rețeaua electrică de transport, a instalației de distribuție racordate la rețeaua electrică de transport, a sistemului de distribuție sau unității consumatoare, o descriere a sistemelor HVDC sau a modulelor MGCCC pentru care se solicită o derogare, puterea totală instalată și numărul de unități;
- 3) cerința sau cerințele prezentului Cod pentru care se solicită o derogare și o descriere detaliată a derogării solicitate;
- 4) motivarea detaliată, însoțită de toate documentele justificative relevante;
- 5) demonstrarea faptului că derogarea solicitată nu ar avea niciun efect advers asupra comerțului transfrontalier;
- 6) o analiză cost-beneficiu în conformitate cu cerințele din Capitolelor II Titlul V. Dacă este cazul, analiza cost-beneficiu se efectuează în coordonare cu OST și orice OSD adiacent sau adiacenți.

600. În cazul în care cererea de derogare este prezentată de către un OSD sau OSDI relevant, Agenția, în termen de două săptămâni din ziua următoare primirii respectivei cereri, solicită OST să evalueze cererea de derogare din perspectiva criteriilor stabilite în conformitate cu Capitolul I din prezentul titlu.

601. În termen de două săptămâni din ziua următoare primirii respectivei cereri de evaluare, OST confirmă OSD sau OSDI relevant dacă cererea de derogare este completă. În cazul în care OST consideră că cererea este incompletă, OSD sau OSDI relevant trebuie să prezinte informațiile suplimentare solicitate în termen de o lună de la primirea cererii pentru informații suplimentare.

602. În termen de șase luni de la primirea unei cereri de derogare, OST înaintează evaluarea către Agenție, inclusiv documentația aferentă. Termenul de șase luni poate fi prelungit cu încă o lună în cazul în care OST dorește să obțină informații suplimentare din partea OSD sau OSDI relevant.

603. Agenția adoptă o decizie cu privire la o cerere de derogare în termen de șase luni din ziua următoare primirii cererii. Atunci când cererea de derogare se depune de către OSD sau OSDI relevant, termenul de șase luni începe din ziua următoare datei primirii evaluării OST în conformitate cu pct. 602.

604. Termenul de șase luni menționat la pct. 603 poate fi prelungit înainte de expirare cu o perioadă suplimentară de trei luni în cazul în care Agenția solicită informații suplimentare din partea operatorului de sistem relevant care solicită derogarea sau a oricărei alte părți interesate. Termenul suplimentar începe în ziua următoare datei primirii informațiilor complete.

Operatorul de sistem relevant trebuie să prezinte orice informații suplimentare solicitate de Agenție în termen de două luni de la data depunerii cererii. În cazul în care operatorul de sistem relevant nu furnizează informațiile suplimentare solicitate în termenul respectiv, cererea de derogare se consideră retrasă cu excepția cazurilor în care, înainte de expirarea acesteia:

- 1) decide să ofere o prelungire;
- 2) operatorul de sistem relevant informează Agenția, printr-o cerere motivată, că cererea de derogare este completă.

605. Agenția emite o decizie motivată cu privire la cererea de derogare. În cazul în care Agenția acordă derogarea, aceasta trebuie să specifice durata sa.

606. Agenția notifică decizia sa operatorului de sistem relevant care solicită derogarea, OST și Comitetului de reglementare al Comunității Energetice.

607. Agenția poate stabili cerințe suplimentare privind pregătirea cererilor de derogare de către operatorii de sistem relevanți. În acest sens, Agenția ia în considerare delimitarea între rețeaua de transport și rețeaua de distribuție la nivel național și se consultă cu operatorii de sistem, cu gestionarii instalațiilor de producere a energiei electrice, locurilor de consum, proprietarii sistemelor HVDC și a modulelor MGCC și cu alte părți interesate, inclusiv cu fabricanții de echipamente.

608. Agenția este în drept să revoce o decizie de acordare a unei derogări în cazul în care circumstanțele și motivele care stau la baza derogării nu se mai aplică sau la recomandarea motivată a Secretariatului sau a Comitetului de reglementare al Comunității Energetice.

Capitolul IV

EVIDENȚA DEROGĂRILOR DE LA CERINȚELE PREZENTULUI COD

609. Agenția menține informația cu privire la toate derogările pe care le-a acordat sau refuzat și prezintă Comitetului de reglementare al Comunității Energetice un raport consolidat și actualizat cel puțin o dată la șase luni.

610. Agenția duce evidența, cel puțin, a următoarelor informații:

- 1) cerința sau cerințele pentru care este acordată sau refuzată derogarea;
- 2) conținutul derogării;
- 3) motivele acordării sau neacordării derogării;
- 4) consecințele acordării derogării.

TITLUL VII

DISPOZIȚII SPECIALE

611. Agenția se asigură că toate clauzele contractuale, termenii și condițiile generale pertinente privind racordarea la rețea a noilor unități generatoare, noilor locuri de consum racordate la rețeaua electrică de transport, a noilor instalații de distribuție racordate la rețeaua electrică de transport, a noilor sisteme de distribuție și a noilor unități consumatoare, a noilor sisteme HVDC sau a noilor module MGCCC sunt aduse în conformitate cu cerințele prezentului Cod.

612. Toate clauzele contractuale relevante și termenii și condițiile generale pertinente privind racordarea la rețea a unităților generatoare existente, a locurilor de consum existente racordate la rețeaua electrică de transport, a instalațiilor de distribuție existente racordate la rețeaua electrică de transport, a sistemelor de distribuție existente și a unităților consumatoare existente, a sistemelor HVDC sau a modulelor MGCCC existente care fac obiectul unor cerințe sau al tuturor cerințelor prezentului Cod în conformitate pct. 5 se modifică pentru a se conforma cerințelor din prezentul Cod. Clauzele pertinente se modifică în termen de trei ani de la decizia Agenției, potrivit pct. 5.

613. Agenția se asigură că acordurile naționale între operatorii de sistem și gestionarii instalațiilor noi sau existente de producere a energiei electrice, gestionarii de locuri de consum noi sau existente sau operatorii de sisteme de distribuție noi sau existente, proprietarii sistemelor HVDC sau ai modulelor MGCCC noi sau existente care fac obiectul prezentului Cod și care se referă la cerințele pentru racordarea la rețea instalațiilor de producere a energiei electrice, a locurilor de consum racordate la rețeaua electrică de transport, a instalațiilor de distribuție racordate la rețeaua electrică de transport, a sistemelor de distribuție și a unităților consumatoare utilizate de un loc de consum sau de un sistem de distribuție închis pentru a furniza servicii de consum comandabil unui operator de sistem relevant și unui OST, a sistemelor HVDC și modulelor MGCCC, reflectă cerințele prevăzute în prezentul Cod.

ANEXA 1

Tabelul 1 - Domeniile de frecvență și perioadele de timp menționate la pct. 201

Domeniul de frecvență	Perioadă de funcționare
47,5 Hz- 48,5 Hz	A se preciza de către OST, dar nu mai puțin de 30 de minute
48,5 Hz- 49,0 Hz	A se preciza de către OST, dar nu mai mică de perioada pentru 47,5 Hz-48,5 Hz.
49,0 Hz- 51,0 Hz	Nelimitat
51,0 Hz- 51,5 Hz	A se preciza de către OST, dar nu mai puțin de 30 de minute

Tabelul arată perioadele minime pentru care un loc de consum racordat la rețeaua electrică de transport, un loc de distribuție racordat la rețeaua electrică de transport sau un sistem de distribuție trebuie să fie capabil să funcționeze la frecvențe diferite, care se abat de la o valoare nominală, fără deconectare de la rețea.

ANEXA 2

Domeniile de tensiune și perioadele de timp menționate la pct. 204

Tabelul 1

Domeniu de tensiune	Perioadă de funcționare
0,90 pu-1,118 pu	Nelimitat
1,118 pu-1,15 pu	20 minute

Tabelul arată perioadele minime pentru care un loc de consum racordat la rețeaua electrică de transport, un loc de distribuție racordat la rețeaua electrică de transport sau un sistem de distribuție racordat la rețeaua electrică de transport trebuie să fie capabil să funcționeze fără deconectare la tensiuni de rețea care se abat de la valoarea de referință 1 pu în punctul de racordare, în cazul în care tensiunea considerată pentru valorile unitare pu este egală cu sau mai mare de 110 kV și de până la 300 kV (exclusiv).

Tabelul 2

Domeniu de tensiune	Perioadă de funcționare
0,90 pu-1,097 pu	Nelimitat
1,097 pu-1,15 pu	20 minute

Tabelul arată perioadele minime pentru care un loc de consum racordat la rețeaua electrică de transport, un loc de distribuție racordat la rețeaua electrică de transport sau un sistem de distribuție racordat la rețeaua electrică de transport trebuie să fie capabil să funcționeze fără deconectare la tensiuni de rețea care se abat de la valoarea de referință 1 pu în punctul de racordare, în cazul în care tensiunea considerată pentru valorile unitare pu este între 300 kV și 400 kV (inclusiv).

Tabelul 3

Domeniu de tensiune	Perioadă de funcționare
0,90 pu-1,05 pu	Nelimitat
1,05 pu-1,1 pu	20 minute

Tabelul arată perioadele minime pentru care un loc de consum racordat la rețeaua electrică de transport, un loc de distribuție racordat la rețeaua electrică de transport sau un sistem de distribuție racordat la rețeaua electrică de transport trebuie să fie capabil să funcționeze fără deconectare la tensiuni de rețea care se abat de la valoarea de referință 1 pu în punctul de racordare, în cazul în care tensiunea considerată pentru valorile unitare pu este mai mare de 400 kV.

ANEXA 3

Tabelul 1 - Domeniile de frecvență la care se face trimitere în Subsecțiunea 1, Secțiunea 1, Capitolul II din Titlul IV

Domeniu de frecvență	Perioadă de funcționare
47,0 Hz- 47,5 Hz	60 secunde
47,5 Hz- 48,5 Hz	se stabilește de către OST, dar trebuie să fie mai lungă decât duratele stabilite pentru generare și cerere, în conformitate cu Capitolele II și III din Titlul IV, și mai lungă decât pentru modulele MGCCC, în conformitate cu Subsecțiunea 2, Secțiunea 1, Capitolul III din Titlul IV.
48,5 Hz- 49,0 Hz	se stabilește de către OST, dar trebuie să fie mai lungă decât duratele stabilite pentru generare și cerere, în conformitate cu Capitolele II și III din Titlul IV, și mai lungă decât pentru modulele MGCCC, în conformitate cu Subsecțiunea 2, Secțiunea 1, Capitolul III din Titlul IV.
49,0 Hz- 51,0 Hz	Nelimitată
51,0 Hz- 51,5 Hz	se stabilește de către OST, dar trebuie să fie mai lungă decât duratele stabilite pentru generare și cerere, în conformitate cu Capitolele II și III din Titlul IV, și mai lungă decât pentru modulele MGCCC, în conformitate cu Subsecțiunea 2, Secțiunea 1, Capitolul III din Titlul IV.
51,5 Hz- 52,0 Hz	se stabilește de către OST, dar trebuie să fie mai lungă decât pentru modulele MGCCC, în conformitate cu Subsecțiunea 2, Secțiunea 1, Capitolul III din Titlul IV

Tabelul indică perioadele minime în care un sistem HVDC trebuie să fie capabil să funcționeze pe frecvențe diferite, care se abat de la o valoare nominală, fără deconectare de la rețea.

ANEXA 4

Cerințe aplicabile răspunsului la frecvență, răspunsului la abaterile de frecvență – creșterea frecvenței și răspunsului la abaterile de frecvență – scăderea frecvenței

A. Răspunsul la frecvență

1 Atunci când operează în modul de răspuns la frecvență (RFA):

- (a) sistemul HVDC trebuie să fie capabil să răspundă la abaterile de frecvență din fiecare rețea de curent alternativ conectată prin ajustarea transportului puterii active, așa cum se arată în figura 10 și în conformitate cu parametri specificați de către OST, în limitele indicate în tabelul 11. Această specificație face obiectul unei notificări către Agenției. Modalitățile de realizare a acestei notificări se stabilesc în conformitate cu cadrul de reglementare național aplicabil;
- (b) ajustarea răspunsului la frecvență al puterii active este limitată de capacitatea minimă de transport al puterii active a sistemului HVDC și de capacitatea maximă de transport al puterii active a sistemului HVDC (în fiecare direcție).

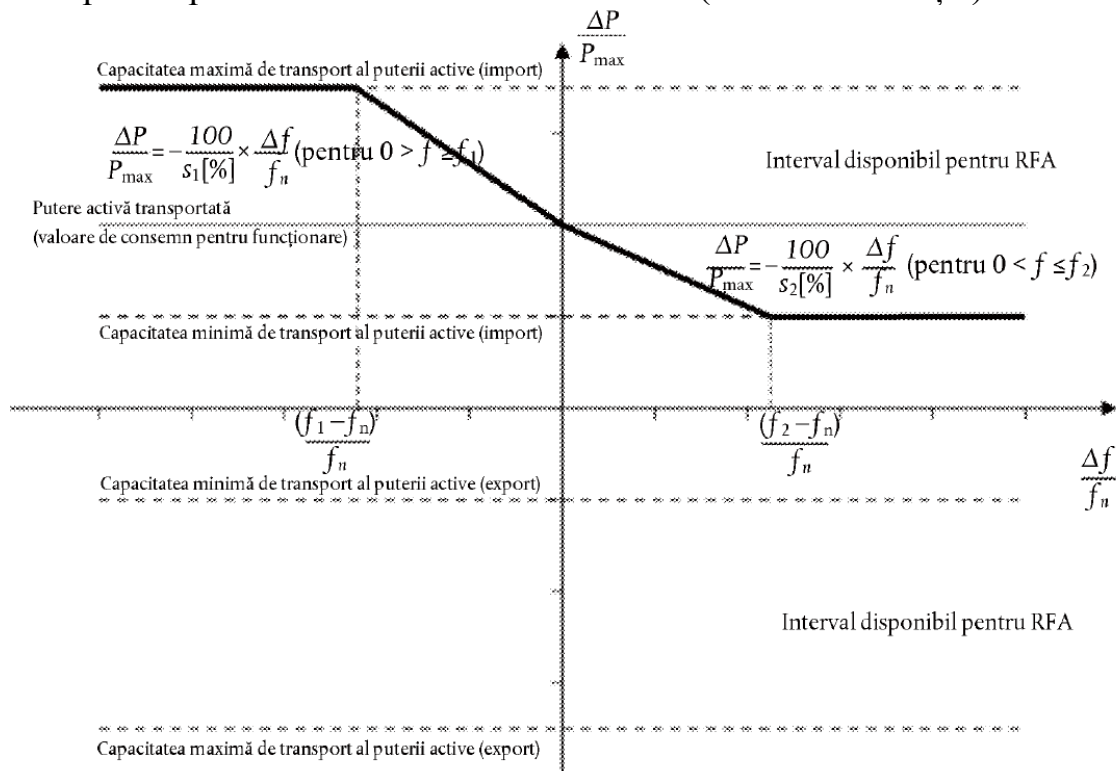


Figura 10 - Capacitatea de răspuns la abaterile de frecvență a unui sistem HVDC în mod RFA, ilustrând cazul bandă moartă și bandă de insensibilitate zero cu o valoare de consemn pozitivă a puterii active (mod import). ΔP este variația puterii active din sistemul HVDC. f_n este frecvența țintă în rețeaua de curent alternativ în cazul în care FSM este furnizat serviciul RFA, iar Δf este abaterea de frecvență din rețeaua de curent alternativ în care este furnizat serviciul FSM.

Tabelul 1 - Parametri pentru răspunsul la abaterile de frecvență în RFA

Parametri	Intervale
-----------	-----------

Bandă moartă pentru răspunsul la frecvență	0-±500 mHz
Statism s_1 (reglaj crescător)	Minimum 0,1 %
Statism s_2 (reglaj descrescător)	Minimum 0,1 %
Marjă de insensibilitate pentru răspunsul la frecvență	Maximum 30 mHz

- (c) în urma unei instrucțiuni transmise de OST, sistemul HVDC trebuie să poată să ajusteze statismul pentru reglajul crescător și descrescător, banda moartă pentru răspunsul la frecvență și intervalul operațional al variației în limita gamei de putere active disponibile pentru RFA, prezentată în figura 10 și, mai general, în limitele stabilite la literele (a) și (b). Aceste valori fac obiectul unei notificări către Agenție. Modalitățile de realizare a acestei notificări se stabilesc în conformitate cu cadrul de reglementare național aplicabil;
- (d) ca urmare a schimbării treptei de frecvență, sistemul HVDC trebuie să permită) ajustarea puterii active la răspunsul la abaterile de frecvență definit în figura 10, astfel încât răspunsul să fie:
- (i) atât de rapid cât permite capacitatea tehnică;
 - (ii) pe linia plină sau deasupra acesteia, în conformitate cu figura 11, în) conformitate cu parametrii specificați de către OST, în limitele prevăzute în tabelul 12 de mai jos:

- sistemul HVDC trebuie să fie capabil să ajusteze producția de putere activă ΔP până la limita intervalului de putere activă solicitată de OST în conformitate cu t_1 și t_2 potrivit limitelor din tabelul 12, unde t_1 este intervalul inițial, iar t_2 este timpul pentru activarea completă. Valorile pentru t_1 și t_2 se specifică de către OST, sub rezerva notificării Agenției. Modalitățile de realizare a acestei notificări se stabilesc în conformitate cu cadrul de reglementare național aplicabil;
- dacă intervalul inițial de activare este mai mare de 0,5 s, gestionarul sistemului HVDC trebuie să justifice acest lucru în mod rezonabil în fața

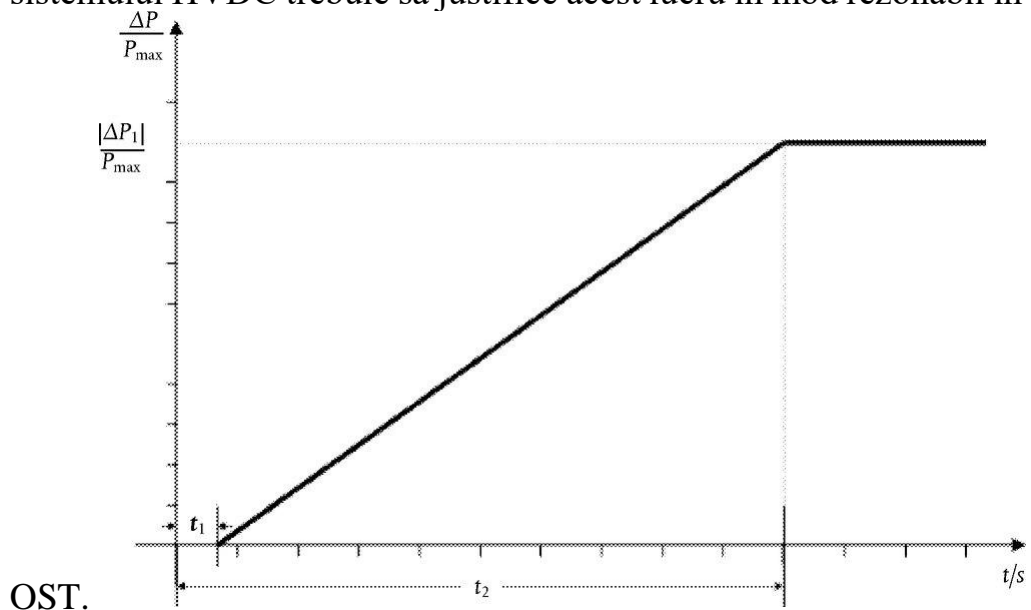


Figura 11: Capacitatea de răspuns la abaterile de frecvență a unui sistem HVDC. ΔP este variația puterii active declanșate de schimbarea treptei de frecvență.

Tabelul 2 - Parametri pentru activarea în întregime a răspunsului la abaterile de frecvență care rezultă din schimbarea treptei de frecvență.

Parametri	Timp
Intervalul inițial maxim admisibil t_1	0,5 secunde
Durata maximă admisibilă pentru activarea completă t_2 , cu excepția cazului în care OST specifică durate de activare mai mari	30 de secunde

- (e) pentru sistemele HVDC care leagă diferite zone de reglaj sau zone sincrone, în modul de funcționare RFA, sistemul HVDC trebuie să poată ajusta răspunsul integral la frecvență/putere activă în orice moment și pentru o perioadă de timp neîntreruptă;
- (f) atâta timp cât continuă abaterile de frecvență, reglajul puterii active nu trebuie să aibă niciun impact negativ asupra răspunsului la abaterile de frecvență.

B. Răspunsul la abaterile de frecvență – creșterea frecvenței

1. În afară de cerințele stabilite în Subsecțiunea 1, Secțiunea 1 din Capitolul II, Titlul IV, se aplică următoarele cerințe răspunsului la abaterile de frecvență – creșterea frecvenței (RFA-CR):

- (a) sistemul HVDC trebuie să poată să ajusteze răspunsul la abaterile de frecvență la rețeaua sau rețelele de curent alternativ, în timpul importului și exportului, în conformitate cu figura 12 la o frecvență prag f_1 cuprinsă între 50,2 Hz și 50,5 Hz, cu un statism S_3 ajustabil de la 0,1 % în sus;
- (b) sistemul HVDC trebuie să poată să-și ajusteze descendent puterea activă, până la capacitatea sa minimă de transport al puterii active;
- (c) sistemul HVDC trebuie să poată să-și ajusteze răspunsul la abaterile de frecvență cât mai rapid posibil din punct de vedere tehnic, cu un interval inițial și o durată necesară pentru activarea completă determinate de către OST și notificate Agenției, în conformitate cu cadrul de reglementare național aplicabil;
- (d) sistemul HVDC trebuie să poată garanta o funcționare stabilă în timpul funcționării în RFA-CR. Atunci când RFA-CR este activ, ierarhia funcțiilor de reglaj se organizează în conformitate cu Subsecțiunea 2, Secțiunea 5, Capitolul II din Titlul IV.

2. Pragul de frecvență și parametrii de statism menționați la pct. (1) litera (a) se stabilesc de către OST și se notifică Agenției.

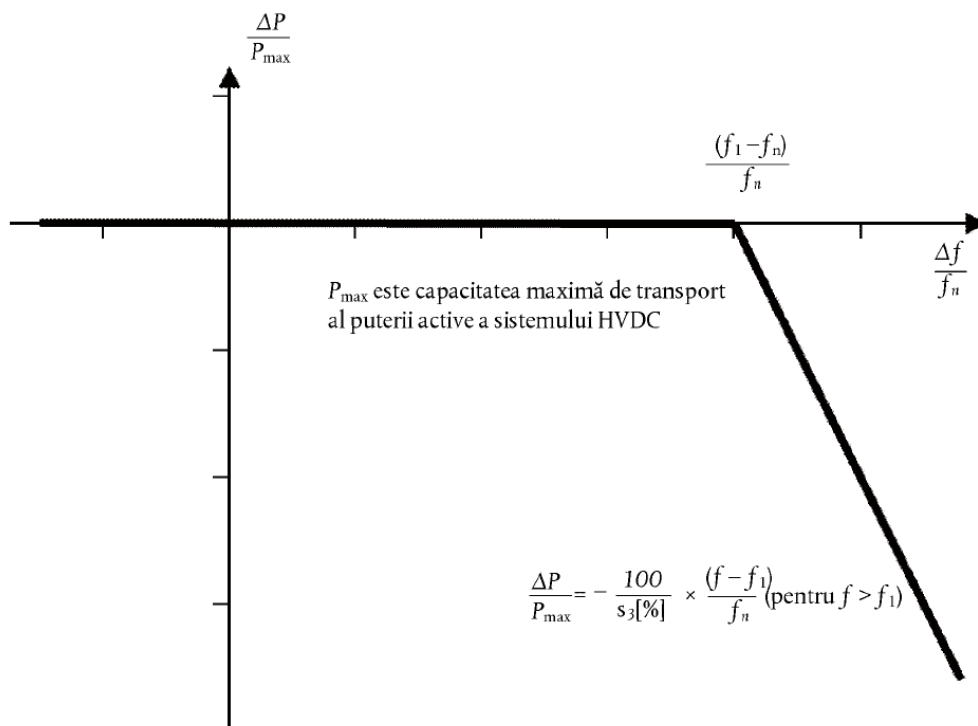


Figura 12: Capacitatea de răspuns la abaterile de frecvență a sistemelor HVDC în RFA-CR. ΔP este schimbarea puterii active la ieșirea din sistemul HVDC și, în funcție de condițiile de funcționare, fie o scădere a puterii de import, fie o creștere a puterii de export. f_n este frecvența nominală a rețelei sau rețelelor AC la care este conectat sistemul HVDC, iar Δf este variația frecvenței în rețeaua sau rețelele la care este conectat sistemul HVDC. La creșterile frecvenței unde f este mai mare ca f_1 , sistemul HVDC reduce puterea activă în funcție de setările de statism.

C. Răspunsul la abaterile de frecvență – scăderea frecvenței

1. În afară de cerințele din Subsecțiunea 1, Secțiunea 1 din Capitolul II, Titlul IV, se aplică următoarele cerințe răspunsului la variațiile de frecvență – scăderea frecvenței (RFA-SC):

- (a) sistemul HVDC trebuie să poată să ajusteze răspunsul la abaterile de frecvență la rețeaua sau rețelele de curent alternativ, în timpul importului și exportului, în conformitate cu figura 13 la o frecvență prag f_2 cuprinsă între 49,8 Hz și 49,5 Hz, cu un statism S_4 ajustabil de la 0,1 % în sus;
- (b) în modul RFA-SC, sistemul HVDC trebuie să poată să își ajusteze ascendent puterea activă, până la capacitatea sa maximă de transport al puterii active;
- (c) răspunsul la abaterile de frecvență trebuie activat cât mai rapid posibil din punct de vedere tehnic, cu un interval inițial și o durată necesară pentru activarea completă determinate de către OST și notificate Agenției, în conformitate cu cadrul de reglementare național aplicabil;
- (d) sistemul HVDC trebuie să poată garanta o funcționare stabilă în timpul funcționării în RFA-SC. Atunci când RFA-SC este activ, ierarhia funcțiilor de reglaj se organizează în conformitate cu Subsecțiunea 2, Secțiunea 5, Capitolul II din Titlul IV.

2. Pragul de frecvență și parametri de statistic menționați la pct. (1) litera (a) se stabilesc de către OST și se notifică Agenției, în conformitate cu cadrul de reglementare național aplicabil.

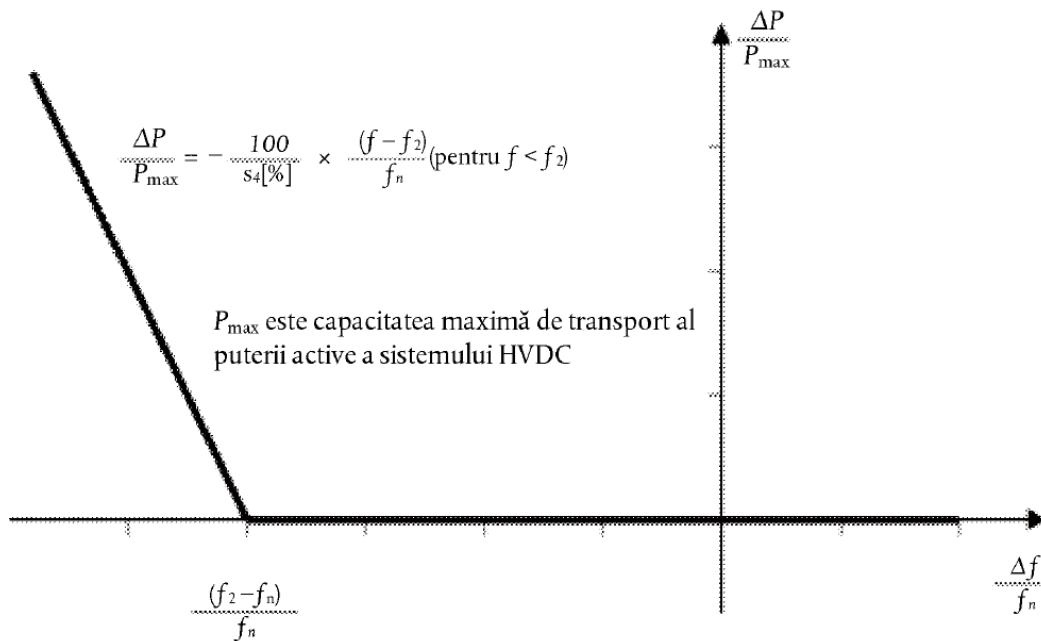


Figura 13: Capacitatea de răspuns frecvență/putere activă a sistemelor HVDC în RFA-SC. ΔP este schimbarea producției de putere activă a sistemului HVDC, în funcție de starea de funcționare, creșterea puterii de import sau creșterea puterii de export. f_n este frecvența nominală a rețelei sau rețelelor AC la care este conectat sistemul HVDC, iar Δf este variația frecvenței în rețeaua sau rețelele AC la care este conectat sistemul HVDC. La scăderile de frecvență unde f este mai mic decât f_2 , sistemul HVDC crește puterea activă în funcție de statisticul s_4 .

ANEXA 5

Domeniile de tensiune la care se face trimitere în Subsecțiunea 1, Secțiunea 2, Capitolul II din Titlul IV

Tabelul 1 - Duratele minime în care un sistem HVDC e capabil să funcționeze cu tensiuni care se abat de la valoarea de referință 1 pu la punctele de racordare fără deconectarea de la rețea. Acest tabel se aplică la valori ale tensiunii cuprinse între 110 kV și (exclusiv) 300 kV.

Domeniu de tensiune	Perioadă de funcționare
0,85 pu-1,118 pu	Nelimitat
1,118 pu-1,15 pu	20 minute

Tabelul 2 - Duratele minime în care un sistem HVDC e capabil să funcționeze cu tensiuni care se abat de la valoarea de referință 1 pu la punctele de racordare fără deconectarea de la rețea. Acest tabel se aplică în cazul valorilor de bază pu ale tensiunii între 300 kV și 400 kV(exclusiv).

Domeniu de tensiune	Perioadă de funcționare
0,88 pu-1,097 pu	Nelimitat
1,097 pu-1,15 pu	20 minute

Tabelul 3 - Duratele minime în care un sistem HVDC e capabil să funcționeze cu tensiuni care se abat de la valoarea de referință 1 pu la punctele de racordare fără deconectarea de la rețea. Acest tabel se aplică în cazul valorilor de bază pu ale tensiunii egale și mai mari de 400 kV.

Domeniu de tensiune	Perioadă de funcționare
0,85 pu-1,05 pu	Nelimitat
1,05 pu-1,0875 pu	Specificat de OST, dar nu mai mici de 60 minute
1,0875 pu-1,10 pu	60 minute

ANEXA 6

Cerințe pentru profilul U - Q/P_{\max} menționat în Subsecțiunea 3, Secțiunea 2, Capitolul II din Titlul IV

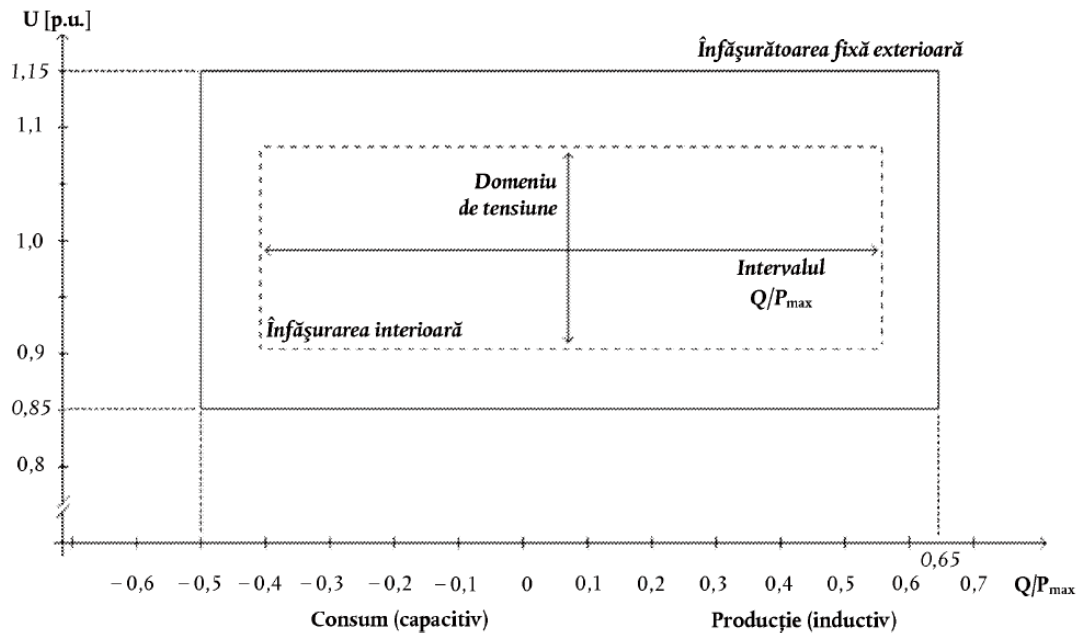


Figura 1 Diagrama reprezintă limitele unui profil U - Q/P_{\max} în care U este tensiunea la punctele de racordare, exprimată prin raportul dintre valoarea reală și valoarea nominală 1 pu în per unitate, iar Q/P_{\max} este raportul dintre puterea reactivă și capacitatea maximă de transport al puterii active a sistemului HVDC. Poziția, dimensiunea și forma conturului interior sunt orientative și în interiorul acestuia pot fi folosite și alte forme decât cele dreptunghiulare. Pentru alte forme ale profilului decât cele dreptunghiulare, domeniul de tensiune reprezintă valorile cele mai mari și cele mai mici ale tensiunii din forma respectivă. Un astfel de profil nu ar determina disponibilitatea întregului interval de putere reactivă pe domeniul de tensiuni în regim staționar.

Tabelul 1 - Parametri pentru conturul interior din grafic.

Intervalul maxim al Q/P_{\max}	Intervalul maxim al nivelului de tensiune staționară în PU
0,95	0,225

ANEXA 7

Dependența tensiune-timp la care se face trimitere în Subsecțiunea 1, Secțiunea 3, Capitolul II din Titlul IV

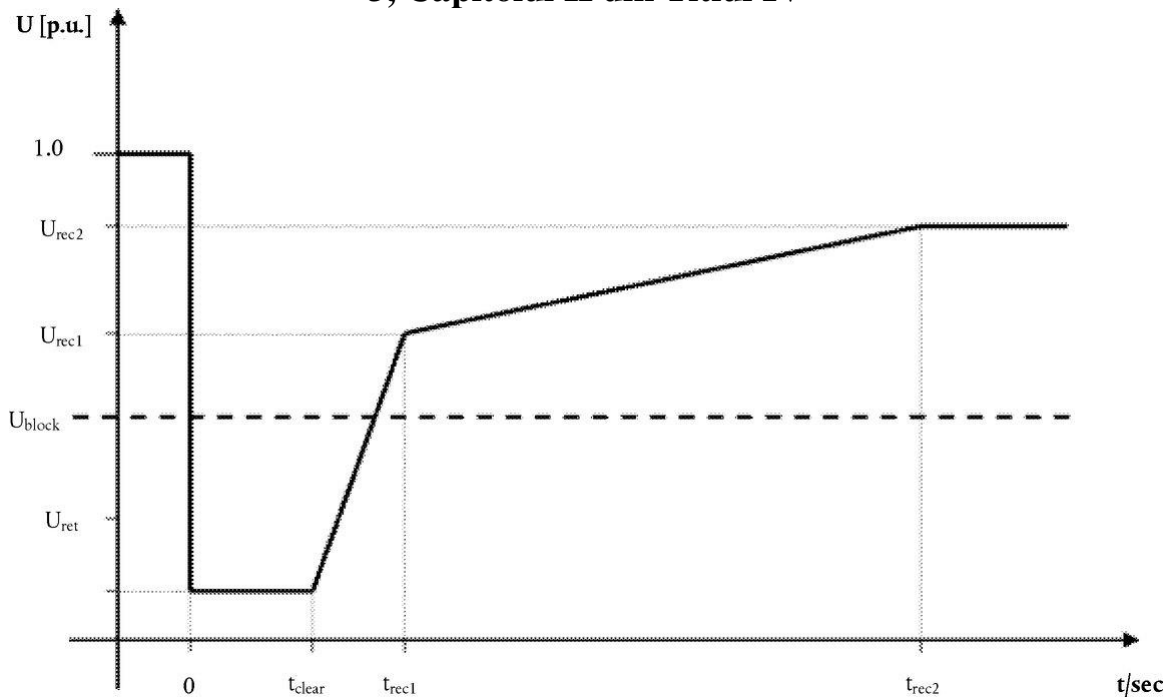


Figura 1: Profilul de trecere peste defect al stației de conversie HVDC. Diagrama reprezintă limita inferioară a profilului dependenței tensiune-timp la punctul de racordare, exprimată ca raport între valoarea reală și valoarea nominală 1 pu în per unitate înainte, în timpul unui defect și după aceea. U_{ret} este tensiunea reținută la punctul de racordare în timpul unui defect și t_{clear} este momentul eliminării defectului, U_{rec1} și t_{rec1} specifică un punct din limitele inferioare ale restabilirii tensiunii după eliminarea defectului. U_{block} este tensiunea de blocare la punctul de racordare. Valorile temporare la care se face referire sunt măsurate de la t_{fault} .

Tabelul 1 - Parametrii pentru figura 15 în ceea ce privește capacitatea de trecere peste căderea de tensiune la o stație de conversie HVDC.

Parametrii tensiunii [pu]		Parametri de timp [secunde]	
U_{ret}	0,00-0,30	t_{clear}	0,14-0,25
U_{rec1}	0,25-0,85	t_{rec1}	1,5-2,5
U_{rec2}	0,85-0,90	t_{rec2}	$T_{rec1}-10,0$

ANEXA 8

Domeniile de frecvență și duratele menționate la pct. 428, sbp. 1)

Tabelul 1 - Perioadele minime pentru sistemul nominal de 50 Hz în care un modul generator din centrală trebuie să fie capabil să funcționeze pe frecvențe diferite, care se abat de la o valoare nominală, fără deconectare de la rețea.

Domeniu de frecvență	Perioadă de funcționare
47,0 Hz-47,5 Hz	20 secunde
47,5 Hz-49,0 Hz	90 minute
49,0 Hz-51,0 Hz	Nelimitat
51,0 Hz-51,5 Hz	90 minute
51,5 Hz-52,0 Hz	15 minute

ANEXA 9

Domeniile de tensiune și duratele menționate în Subsecțiunea 3, Secțiunea 1 din Capitolul III Titlul IV

Tabelul 1 - Perioadele de timp minime în care un modul MGCCC trebuie să fie capabil să funcționeze la tensiuni diferite care se abat de la valoarea de referință de 1 pu fără a se deconecta de la rețea, în cazul în care baza de tensiune pentru valorile pu este mai mare sau egală cu 110 kV și mai mică de 300 kV.

Domeniu de tensiune	Perioadă de funcționare
0,85 pu-0,90 pu	60 minute
0,90 pu-1,10 pu	Nelimitată
1,10 pu-1,118 pu	Nelimitată, cu excepția cazului în care se stabilește altfel de către operatorul de sistem relevant în cooperare cu OST.
1,118 pu-1,15 pu	Urmează să fie stabilită de către operatorul de sistem relevant în cooperare cu OST.

Tabelul 2 - Perioadele de timp minime în care un modul MGCCC trebuie să fie capabil să funcționeze la tensiuni diferite care se abat de la valoarea de referință de 1 pu fără a se deconecta de la rețea, în cazul în care baza de tensiune pentru valorile pu este între 300 kV și 400 kV(inclusiv).

Domeniu de tensiune	Perioadă de funcționare
0,85 pu-0,90 pu	60 minute
0,90 pu-1,05 pu	Nelimitată
1,05 pu-1,15 pu	Urmează să fie stabilită de către operatorul de sistem relevant în cooperare cu OST. Pot fi specificate diverse subcategorii ale capacității de rezistență la tensiune.

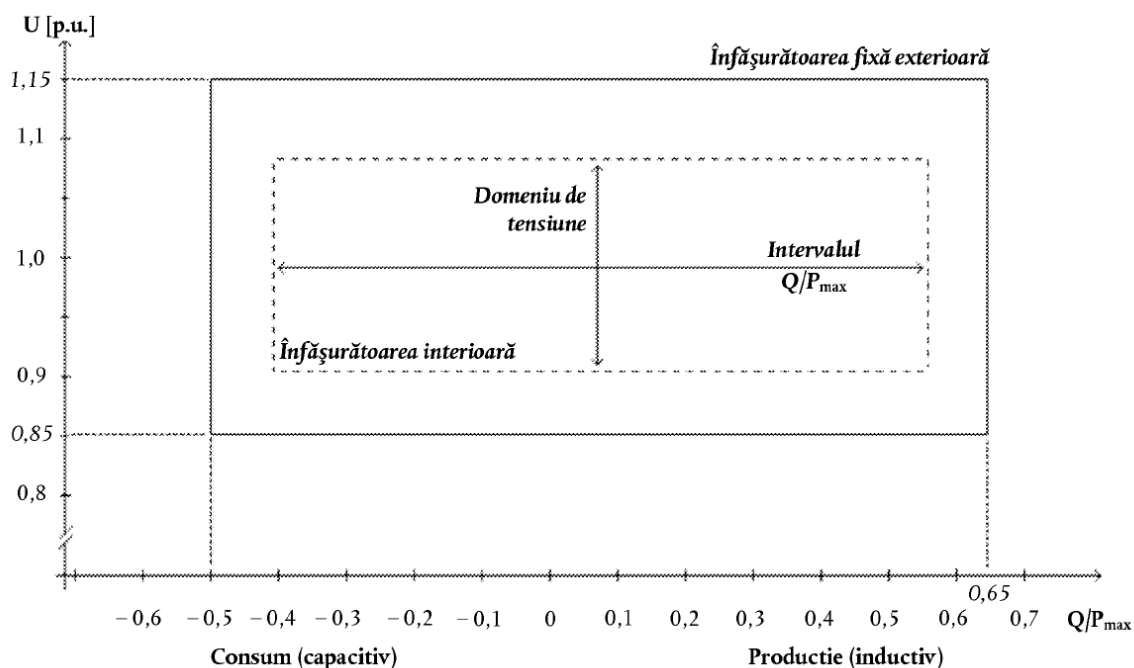


Figura 1 - Profilul $U-Q/P_{\max}$ al unui modul MGCCC la punctul de racordare. Diagrama reprezintă limitele unui profil $U-Q/P_{\max}$ al tensiunii la punctul sau punctele de racordare, exprimată prin raportul dintre valoarea reală și valoarea de referință 1 pu în per unitate, față de raportul puterii reactive (Q) la capacitate maximă (P_{\max}). Poziția, dimensiunea și forma conturului interior sunt orientative și în interiorul acestuia pot fi folosite și alte forme decât cele dreptunghiulare. Pentru alte forme ale profilului decât cele dreptunghiulare, domeniul de tensiune reprezintă valorile cele mai mari și cele mai mici ale tensiunii. Un astfel de profil nu ar determina disponibilitatea întregului interval de putere reactivă pe domeniul de tensiuni în regim staționar.

Tabelul 3 - Intervalul maxim și minim al Q/P_{\max} și tensiunii în regim staționar pentru un modul MGCCC

Intervalul de lățime al profilului Q/P_{\max}	Intervalul nivelului de tensiune în regim staționar în pu
0-0,95	0,1-0,225

ANEXA 10

Cerințe privind puterea reactivă și tensiunea menționate în Subsecțiunea 3, Secțiunea 2 din Capitolul III Titlul IV

Tabelul 1 - Perioadele de timp minime în care o stație de conversie HVDC din extremități trebuie să fie capabilă să funcționeze la tensiuni diferite care se abat de la valoarea de referință de 1 pu fără a se deconecta de la rețea, în cazul în care baza de tensiune pentru valorile pu este între 110 kV și (exclusiv) 300 kV.

Domeniu de tensiune	Perioadă de funcționare
0,85 pu-0,90 pu	60 minute
0,90 pu-1,10 pu	Nelimitată
1,10 pu-1,12 pu	Nelimitată, cu excepția cazului în care se stabilește altfel de către operatorul de sistem relevant în coordonare cu OST.
1,12 pu-1,15 pu	Urmează să fie stabilită de către operatorul de sistem relevant în cooperare cu OST.

Tabelul 2 - Perioadele de timp minime în care o stație de conversie HVDC din extremități trebuie să fie capabilă să funcționeze la tensiuni diferite care se abat de la valoarea de referință de 1 pu fără a se deconecta de la rețea, în cazul în care baza de tensiune pentru valorile pu este între 300 kV și 400 kV.

Domeniu de tensiune	Perioadă de funcționare
0,85 pu-0,90 pu	60 minute
0,90 pu-1,05 pu	Nelimitată
1,05 pu-1,15 pu	Urmează să fie stabilită de către operatorul de sistem relevant în cooperare cu OST. Pot fi specificate diverse subcategorii ale capacității de rezistență la tensiune.

Tabelul 3 - Intervalul maxim al Q/P_{\max} și tensiunii în regim staționar, pentru o stație de conversie HVDC din extremități

Intervalul maxim al Q/P_{\max}	Intervalul maxim al nivelului de tensiune staționară în PU
0,95	0,225