

II

(Acte fără caracter legislativ)

REGULAMENTE

REGULAMENTUL (UE) 2016/631 AL COMISIEI

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)

COMISIA EUROPEANĂ,

având în vedere Tratatul privind funcționarea Uniunii Europene,

având în vedere Regulamentul (CE) nr. 714/2009 al Parlamentului European și al Consiliului din 13 iulie 2009 privind condițiile de acces la rețea pentru schimburile transfrontaliere de energie electrică și de abrogare a Regulamentului (CE) nr. 1228/2003 ⁽¹⁾, în special articolul 6 alineatul (11),

întrucât:

- (1) Realizarea rapidă a unei piețe interne a energiei pe deplin funcțională și interconectată este crucială pentru menținerea securității aprovizionării cu energie, creșterea competitivității și asigurarea faptului că toți consumatorii pot achiziționa energie la prețuri accesibile.
- (2) Regulamentul (CE) nr. 714/2009 stabilește norme nediscriminatorii privind accesul la rețea pentru schimburile transfrontaliere de energie electrică, în vederea asigurării unei funcționări corespunzătoare a pieței interne a energiei electrice. În plus, articolul 5 din Directiva 2009/72/CE a Parlamentului European și a Consiliului ⁽²⁾ prevede că statele membre sau, când au stabilit astfel, autoritățile de reglementare asigură, printre altele, că se elaborează norme tehnice obiective și nediscriminatorii, care să stabilească cerințele tehnice minime de proiectare și de funcționare pentru racordarea la rețea. În cazul în care cerințele constituie termeni și condiții pentru racordarea la rețelele naționale, articolul 37 alineatul (6) din aceeași directivă prevede că autoritățile de reglementare sunt responsabile cu stabilirea și aprobarea cel puțin a metodologiilor utilizate pentru calcularea sau stabilirea lor. Pentru a asigura siguranța în funcționare a sistemelor în cadrul rețelei de transport interconectate, este esențial să se stabilească o înțelegere comună a cerințelor aplicabile unităților generatoare de energie electrică. Aceste cerințe, care contribuie la menținerea, la conservarea și la restabilirea securității sistemului pentru facilitarea bunei funcționări a pieței interne de energie electrică intra- și inter- zone sincrone și pentru realizarea eficienței din perspectiva costurilor, ar trebui să fie privite ca aspecte de rețea având caracter transfrontalier și ca aspecte legate de integrarea pieței.
- (3) Ar trebui stabilite norme armonizate pentru racordarea la rețea a unităților generatoare, pentru a furniza un cadru legal clar pentru racordările la rețea, pentru a facilita comerțul cu energie electrică la nivelul întregii Uniuni, pentru a asigura siguranța în funcționare a sistemului, pentru a facilita integrarea surselor de energie regenerabile, pentru a crește concurența și a permite o utilizare mai rațională a rețelei și a resurselor, în beneficiul consumatorilor.
- (4) siguranța în funcționare a sistemului depinde parțial de capacitățile tehnice ale unităților generatoare. Prin urmare, coordonarea periodică la nivelul rețelelor de transport și de distribuție și performanța corespunzătoare a

⁽¹⁾ JO L 211, 14.8.2009, p. 15.

⁽²⁾ Directiva 2009/72/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 13 iulie 2009 privind normele comune pentru piața internă a energiei electrice și de abrogare a Directivei 2003/54/CE (JO L 211, 14.8.2009, p. 55).

echipamentelor conectate la rețelele de transport și distribuție, care să fie suficient de solide pentru a face față deranjamentelor și pentru a contribui la prevenirea perturbărilor majore sau pentru a facilita revenirea sistemului după un colaps, reprezintă condiții esențiale.

- (5) Funcționarea sistemului în condiții de siguranță este posibilă numai dacă deținătorii instalațiilor de producere colaborează cu operatorii de sistem. În special, funcționarea sistemului în condiții anormale depinde de reacția unităților generatoare la abaterile de la valorile de referință 1 per unitate (pu) ale tensiunii și frecvenței nominale. În contextul siguranței sistemului, rețelele și unitățile generatoare ar trebui să fie considerate ca fiind o singură entitate din punctul de vedere al ingineriei sistemului, având în vedere că aceste părți sunt interdependente. Prin urmare, trebuie să se stabilească cerințe tehnice pertinente pentru unitățile generatoare, ca o condiție prealabilă pentru racordarea la rețea.
- (6) Autoritățile de reglementare ar trebui să ia în considerare costurile rezonabile pe care operatorii de sistem le suportă efectiv la punerea în aplicare a prezentului regulament, atunci când stabilesc sau aprobă tarifele de transport sau de distribuție ori metodologiile aferente sau atunci când aprobă termenii și condițiile de racordare și de acces la rețelele naționale, în conformitate cu articolul 37 alineatele (1) și (6) din Directiva 2009/72/CE și cu articolul 14 din Regulamentul (CE) nr. 714/2009.
- (7) Diversele sisteme electrice sincron din Uniune au caracteristici diferite care trebuie să fie luate în considerare la stabilirea cerințelor pentru unitățile generatoare. Prin urmare, este necesar să se ia în considerare specificul regional atunci când se stabilesc normele de racordare la rețea, astfel cum se prevede la articolul 8 alineatul (6) din Regulamentul (CE) nr. 714/2009.
- (8) Având în vedere necesitatea de a oferi siguranță în materie de reglementare, cerințele prevăzute de prezentul regulament ar trebui să se aplice noilor instalații de producere, dar nu ar trebui să se aplice instalațiilor de producere existente și nici celor aflate deja într-un stadiu avansat de proiectare, fără a fi încă finalizate, cu excepția cazului în care autoritatea de reglementare sau statul membru în cauză decide altfel, pe baza evoluției cerințelor rețelei și a unei analize complete a costurilor și beneficiilor sau în cazul în care au avut loc rețehnologizări importante ale instalațiilor respective.
- (9) Importanța unităților generatoare ar trebui să se bazeze pe dimensiunea lor și pe efectul lor asupra întregului sistem. Mașinile sincrone ar trebui clasificate în funcție de dimensiune și ar trebui să includă toate componentele unei instalații de producere care în mod normal funcționează indivizibil, cum ar fi alternatoarele separate antrenate de turbinele separate cu gaze și aburi ale unei instalații unice de turbine cu gaz cu ciclu combinat. În cazul unei centrale care include mai multe instalații cu turbine cu gaz cu ciclu combinat, fiecare instalație ar trebui să fie evaluată în funcție de dimensiunea individuală, și nu de capacitatea totală a facilității. Instalațiile de generare a energiei electrice conectate nesincron, în cazul în care sunt grupate pentru a forma o unitate economică și au un punct unic de racordare, ar trebui evaluate în funcție de capacitatea lor agregată.
- (10) Ținând cont de nivelurile diferite de tensiune la care sunt conectate generatoarele și de capacitatea lor maximă de producție, prezentul regulament ar trebui să facă o distincție între diferitele tipuri de generatoare prin stabilirea unor niveluri diferite de cerințe. Prezentul regulament nu stabilește norme pentru stabilirea nivelului de tensiune la punctul de racordare la care se racordează unitățile generatoare.
- (11) Cerințele aplicabile unităților generatoare de tip A ar trebui să fie stabilite la un nivel de bază necesar pentru a asigura capacitatea de producere cu răspuns automat limitat și cu control minim al operatorului de sistem. Cerințele ar trebui să asigure că nu există nicio pierdere masivă de capacitate de producere în domeniul de operare al sistemului, reducând astfel la minimum situațiile critice, și să includă indicațiile necesare pentru intervențiile extinse în timpul evenimentelor critice pentru sistem.
- (12) Cerințele aplicabile tipului B de unități generatoare ar trebui să prevadă o gamă mai largă de răspuns dinamic automate cu o mai mare rezistență la incidente din rețea pentru a asigura utilizarea acestui răspuns dinamic și un nivel mai ridicat de control al operatorului de sistem, precum și informații necesare pentru utilizarea acestor capacități. Ele asigură un răspuns automat care să atenueze impactul incidentelor din sistem și care să potențeze răspunsul dinamic generat la acestea.
- (13) Cerințele aplicabile unităților generatoare de tip C ar trebui să prevadă un răspuns dinamic în timp real care să fie rafinat, stabil și foarte controlabil, vizând furnizarea de servicii tehnologice de sistem pentru a asigura siguranța alimentării cu energie electrică. Aceste cerințe ar trebui să acopere toate regimurile de funcționare ale sistemului, cu specificarea în detaliu a interacțiunilor dintre cerințe, funcții, reglaj și informațiile necesare pentru utilizarea acestor capacități și să asigure răspunsul în timp real al sistemului necesar pentru a se putea evita și gestiona evenimentele din sistem și în scopul utilizării acestor capacități pentru asigurarea răspunsului adecvat la acest tip de evenimente. Aceste cerințe trebuie, de asemenea, să furnizeze unităților generatoare o capacitate care să fie suficientă pentru a reacționa atât la situațiile în care sistemul rămâne intact, cât și la cele în care sistemul este perturbat, și ar trebui să furnizeze informațiile și controlul necesar pentru a putea utiliza capacitatea de producere în diverse situații.

- (14) Cerințele aplicabile unităților generatoare de tip D ar trebui să fie specifice capacităților de producere racordate la tensiuni mai înalte cu impact asupra controlului și funcționării întregului sistem. Ele ar trebui să asigure funcționarea stabilă a sistemelor interconectate, permițând utilizarea serviciilor tehnologice de sistem ale tuturor capacităților de producție de la nivel european.
- (15) Cerințele ar trebui să se bazeze pe principiul nediscriminării, pe cel al transparenței și pe cel al optimizării între eficiența generală maximă și costul total minim pentru toate părțile implicate. Prin urmare, aceste cerințe ar trebui să reflecte diferențele de tratament între generațiile de tehnologii cu caracteristici inerente diferite și să permită evitarea investițiilor inutile în unele zone geografice, pentru a lua în considerare particularitățile regionale respective. Operatorii de transport și de sistem („OTS”) și operatorii de rețele de distribuție („OD”), incluzând operatorii de rețele de distribuție închise („ODI”) pot lua în considerare aceste diferențe atunci când definesc cerințele potrivit dispozițiilor din prezentul regulament, recunoscând totodată că pragurile care determină dacă o rețea este o rețea de distribuție sau o rețea de transport se stabilesc la nivel național.
- (16) Având în vedere impactul său transfrontalier, prezentul regulament ar trebui să vizeze aceleași cerințe de frecvență pentru toate nivelurile de tensiune, cel puțin într-o zonă sincronă. Acest lucru este necesar pentru că, într-o zonă sincronă, o schimbare a frecvenței într-un stat membru ar afecta imediat frecvența din toate celelalte state membre și ar putea avaria echipamentele acestora.
- (17) Pentru a asigura siguranța în funcționare a sistemului, ar trebui să fie posibil ca unitățile generatoare în fiecare zonă sincronă a sistemului interconectat să rămână conectate la sistem pentru domeniile specificate de frecvență și tensiune.
- (18) Prezentul regulament ar trebui să prevadă intervale de parametri pentru opțiunile naționale pentru capacitatea de trecere peste defect (LVRT) pentru a se menține o abordare proporțională care reflectă necesitățile sistemului, precum nivelul de surse regenerabile de energie („SRE”) și sistemele de protecție a rețelei existente, în ceea ce privește atât transportul, cât și distribuția. Având în vedere configurația unor rețele, limita superioară pentru cerințele LVRT ar trebui să fie de 250 de milisecunde. Cu toate acestea, având în vedere faptul că în general timpul de eliminare a defectului în Europa este în prezent de 150 de milisecunde, entitățile desemnate de statul membru să aprobe cerințele prezentului regulament îi rămâne o marjă să verifice dacă este necesară o durată mai lungă înainte de a-și da aprobarea.
- (19) În momentul definirii condițiilor ante- și post defect pentru capacitatea LVRT, luând în considerare caracteristici ale sistemului precum topologia rețelei și mixul energetic, OTS relevant ar trebui să decidă dacă se acordă prioritate condițiilor de operare ante-defect ale unităților generatoare sau intervalului mai mare de timp de eliminare a defectului.
- (20) Asigurarea reconectării corespunzătoare după o deconectare accidentală datorată unui incident în rețea este importantă pentru funcționarea sistemului interconectat. Protecția corespunzătoare a rețelei este esențială pentru menținerea stabilității și a securității sistemului, în special în caz de deranjamente ale sistemului. Sistemele de protecție pot preveni agravarea incidentelor și pot limita consecințele acestora.
- (21) Schimbul adecvat de informații între operatorii de sistem și gestionarii instalațiilor de producere a energiei electrice este o condiție prealabilă pentru a se permite operatorilor de sistem să mențină stabilitatea și siguranța în funcționare a sistemului. Operatorii de sistem trebuie să aibă permanent o imagine de ansamblu asupra situației sistemului, care să includă informații privind condițiile de funcționare a unităților generatoare, precum și posibilitatea de a comunica cu acestea în vederea direcționării instrucțiunilor.
- (22) În situații de urgență care ar putea pune în pericol stabilitatea și siguranța în funcționare a sistemului, operatorii de sistem ar trebui să aibă posibilitatea de a cere ca producția unităților generatoare să fie ajustată într-un fel care să permită operatorilor de sistem să își îndeplinească cerințele referitoare la siguranța în funcționare a sistemului.
- (23) Între sistemele interconectate ar trebui coordonate intervalele de tensiune, deoarece ele sunt esențiale pentru planificarea și operarea în condiții de siguranță a unui sistem energetic într-o zonă sincronă. Deconectările din cauza fluctuațiilor de tensiune afectează sistemele vecine. Nestabilirea intervalelor de tensiune ar putea duce la o incertitudine larg răspândită în planificarea și operarea sistemului în ceea ce privește operarea în condiții care nu se înscriu în condițiile normale de funcționare.
- (24) Necesarul de capacitate de putere reactivă depinde de mai mulți factori, inclusiv de gradul de buclare al rețelei și raportul dintre generare și consum, care ar trebui luați în considerare la stabilirea cerințelor privind furnizarea de putere reactivă. Atunci când caracteristicile sistemului regional variază în zona de responsabilitate a unui operator

de sistem, ar putea fi oportună existența mai multor diagrame de capabilitate. Este posibil să nu fie necesară producerea de putere reactivă, adică defazajul capacitiv, la înaltă tensiune, și consumul de putere reactivă, adică defazajul inductiv, la joasă tensiune. Cerințele pentru puterea reactivă ar putea impune constrângeri asupra fazelor de proiectare și funcționare ale instalațiilor de producere a energiei electrice. Prin urmare, este important să fie evaluate temeinic capacitățile efectiv necesare operării eficiente a sistemului.

- (25) Grupurile generatoare sincrone au capacitatea inerentă de a rezista la abaterile de frecvență sau de a le stabili, spre deosebire de multe tehnologii SRE – surse regenerabile de energie. Prin urmare, ar trebui să fie adoptate contramăsuri pentru a se evita o rată mare de variație a frecvenței în perioadele cu producție mare din SRE. Inerția artificială ar putea facilita integrarea a unei cantități suplimentare de SRE, care nu contribuie în mod normal la inerția sistemului.
- (26) Trebuie introduse teste de conformitate adecvate și proporționale, pentru ca operatorii de sistem să poată asigura siguranța în funcționare.
- (27) Autoritățile de reglementare, statele membre și operatorii de sistem ar trebui să asigure că cerințele pentru racordarea la rețea sunt armonizate în măsura posibilului în etapa de redactare și aprobare, în scopul de a asigura integrarea completă a pieței. Ar trebui să se țină cont în special de standardele tehnice specifice la elaborarea cerințelor pentru racordare.
- (28) Prezentul regulament ar trebui să prevadă un proces de derogare de la aceste norme, pentru a se ține cont de circumstanțele locale, în care, în mod excepțional, de exemplu, respectarea acestor norme ar putea pune în pericol stabilitatea rețelei locale sau în care funcționarea în siguranță a unei unități generatoare ar putea necesita condiții de funcționare care contravin prezentului regulament. În cazul anumitor centrale termoelectrice cu ciclu combinat, care aduc beneficii mari în ceea ce privește eficiența, aplicarea normelor stabilite în prezentul regulament ar putea determina costuri disproporționate și ar conduce la pierderea acestor beneficii.
- (29) Sub rezerva aprobării de către autoritatea de reglementare competentă, operatorilor de sistem ar trebui să li se permită să propună derogări pentru anumite categorii de unități generatoare.
- (30) Prezentul regulament a fost adoptat pe baza Regulamentului (CE) nr. 714/2009, pe care îl completează și din care face parte integrantă. Trimiterile din alte acte juridice la Regulamentul (CE) nr. 714/2009 se înțeleg, de asemenea, ca trimiteri la prezentul regulament.
- (31) Măsurile prevăzute de prezentul regulament sunt conforme cu avizul comitetului menționat la articolul 23 alineatul (1) din Regulamentul (CE) nr. 714/2009,

ADOPTĂ PREZENTUL REGULAMENT:

TITLUL I

DISPOZIȚII GENERALE

Articolul 1

Obiect

Prezentul regulament instituie un cod de rețea care stabilește cerințele pentru racordarea la rețea a instalațiilor de producere a energiei electrice, respectiv a grupurilor generatoare sincrone, a modulelor generatoare ce alcătuiesc o centrală și a modulelor generatoare ce alcătuiesc o centrală electrică offshore, în sistemul interconectat. 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 a sistemului și integrarea surselor de energie regenerabile și pentru a se facilita comerțul cu energie electrică la nivelul întregii Uniuni.

Prezentul regulament stabilește, de asemenea, obligații pentru asigurarea faptului că operatorii de sistem utilizează adecvat capacitățile instalațiilor de producere a energiei electrice, într-un mod transparent și nediscriminatoriu care să asigure condiții de concurență echitabile pe întregul teritoriu al Uniunii.

Articolul 2

Definiții

În sensul prezentului regulament, se aplică definițiile de la articolul 2 din Directiva 2012/27/UE a Parlamentului European și a Consiliului ⁽¹⁾, de la articolul 2 din Regulamentul (CE) nr. 714/2009, de la articolul 2 din Regulamentul (UE) 2015/1222 al Comisiei ⁽²⁾, de la articolul 2 din Regulamentul (UE) nr. 543/2013 al Comisiei ⁽³⁾, precum și de la articolul 2 din Directiva 2009/72/CE.

În plus, se aplică următoarele definiții:

1. „entitate” înseamnă o autoritate națională de reglementare, o altă autoritate națională, un operator de sistem sau un alt organism public sau privat desemnat în temeiul dreptului național;
2. „zonă sincronă” înseamnă o zonă operată de OTS interconectați sincron, cum ar fi zonele sincrone din Europa continentală („CE”), din Regatul Unit („GB”), din Irlanda-Irlanda de Nord („IRE”) și din Europa de Nord („NE”) și sistemele energetice din Lituania, Letonia și Estonia, denumite în continuare „zona baltică”, care fac parte dintr-o zonă sincron mai extinsă;
3. „tensiune” înseamnă diferența de potențial electric între două puncte, măsurată ca valoare medie pătratică a tensiunilor la borne în secvență pozitivă la frecvența fundamentală;
4. „putere aparentă” înseamnă produsul dintre tensiunea de linie și curentul de fază, la frecvența fundamentală, multiplicat cu rădăcina pătrată din trei, în cazul sistemelor trifazate, exprimat de obicei în kilovoți-amperi („kVA”) sau în megavoți-amperi („MVA”);
5. „unitate generatoare” înseamnă fie un grup generator sincron, fie un modul generator din componența unei centrale electrice;
6. „instalație de producere a energiei electrice” înseamnă o instalație care convertește energia primară în energie electrică și care este compusă dintr-una sau mai multe unități generatoare a energiei electrice conectate la o rețea într-unul sau mai multe puncte de conectare;
7. „gestionarul instalației de producere a energiei electrice” înseamnă o persoană fizică sau juridică care deține o instalație de producere a energiei electrice;
8. „elemente principale de generare” înseamnă unul sau mai multe echipamente care sunt necesare pentru convertirea sursei primare de energie în electricitate;
9. „grup generator sincron” înseamnă un set indivizibil de instalații care pot produce energie electrică astfel încât frecvența tensiunii generate, turația generatorului și frecvența tensiunii rețelei să se afle într-un raport constant și, prin urmare, să fie sincrone;
10. „documentul unității generatoare” sau „DUG” înseamnă un document prezentat de către gestionarul instalației de producere a energiei electrice operatorului de rețea relevant în cazul unei unități de generare de tip B sau C, prin care confirmă faptul că unitatea generatoare respectă criteriile tehnice prevăzute în prezentul regulament și furnizează datele și declarațiile necesare, inclusiv un raport de conformitate;
11. „OTS relevant” înseamnă OTS în a cărui zonă de reglaj este sau va fi conectată la rețea, la orice nivel de tensiune, o unitate generatoare, o instalație de consum a energiei electrice, o rețea de distribuție sau un sistem HVDC;
12. „rețea” înseamnă centrale și aparatajul aferent, conectate împreună pentru a transporta sau distribui energie electrică;
13. „operator de rețea relevant” înseamnă un operator de transport și de sistem sau un operator de distribuție la al cărui sistem/rețea este sau va fi racordată o unitate generatoare, un loc de consum, o rețea de distribuție sau un sistem HVDC;

⁽¹⁾ Directiva 2012/27/UE a Parlamentului European și a Consiliului din 25 octombrie 2012 privind eficiența energetică, de modificare a Directivelor 2009/125/CE și 2010/30/UE și de abrogare a Directivelor 2004/8/CE și 2006/32/CE (JO L 315, 14.11.2012, p. 1).

⁽²⁾ Regulamentul (UE) 2015/1222 al Comisiei din 24 iulie 2015 de stabilire a unor linii directoare privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor (JO L 197, 25.7.2015, p. 24).

⁽³⁾ Regulamentul (UE) nr. 543/2013 al Comisiei din 14 iunie 2013 privind transmiterea și publicarea datelor pe piețele energiei electrice și de modificare a anexei I la Regulamentul (CE) nr. 714/2009 al Parlamentului European și al Consiliului (JO L 163, 15.6.2013, p. 1).

14. „contract de racordare” înseamnă un contract încheiat între operatorul de rețea relevant și fie gestionarul instalației de producere a energiei electrice, gestionarul locului de consum, operatorul de distribuție sau gestionarul sistemului HVDC, care include cerințele pentru situl respectiv și cerințele tehnice specifice pentru instalația de producere a energiei electrice, locul de consum, rețeaua de distribuție, racordul la rețeaua de distribuție sau sistemul HVDC;
15. „punct de racordare” înseamnă interfața la care unitatea generatoare, locul de consum, rețeaua de distribuție sau sistemul HVDC este conectat la o rețea de transport, la o rețea offshore, la o rețea de distribuție, inclusiv la rețele de distribuție închise, sau sistemul HVDC, astfel cum au fost identificate în cadrul acordului;
16. „capacitate maximă” sau „P_{max}” înseamnă puterea activă maximă produsă continuu, pe care o unitate generatoare o poate produce, 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 rețea relevant și gestionarul instalației de producere;
17. „modul generator din centrală” sau „MGC” înseamnă un echipament sau un ansamblu de echipamente generatoare care este racordat la rețea asincron sau prin electronică de putere, și care are un singur punct de racordare la o rețea de transport, la o rețea de distribuție, inclusiv la rețelele de distribuție închise, sau la un sistem HVDC;
18. „modul generator offshore” înseamnă un modul generator situat offshore – în larg, cu un punct de racordare offshore;
19. „funcționare în compensator sincron” înseamnă operarea unui generator fără utilizarea sursei primare de energie în scopul a regla continuu tensiunea, prin producția sau absorbția puterii reactive;
20. „putere activă” înseamnă componenta reală a puterii aparente la frecvență fundamentală, exprimată în wați sau în multiplii lor de tipul kilowaților („kW”) sau megawaților („MW”);
21. „acumulare prin pompare” înseamnă o unitate hidroelectrică în care nivelul apei poate fi crescut prin pompare în vederea stocării pentru producerea de energie electrică;
22. „frecvență” înseamnă frecvența sistemului electric exprimată în herți, care poate fi măsurată în toate punctele zonei 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;
23. „statism” înseamnă 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;
24. „puterea minimă de reglaj” înseamnă puterea activă minimă, specificată în contractul de racordare sau convenită cu operatorul de rețea relevant și gestionarul instalației de producere, până la care poate fi reglată unitatea generatoare;
25. „valoare de referință” înseamnă valoarea prescrisă ca referință pentru oricare parametru folosit în sistemele de reglaj;
26. „dispoziție” înseamnă orice comandă dată, în limita autorității sale, de un operator de sistem unui gestionar de instalație de producere, unui operator de distribuție sau unui gestionar de sistem HVDC pentru a îndeplini o acțiune;
27. „defect eliminat” înseamnă un defect care este eliminat cu succes, potrivit criteriilor de planificare ale operatorului de sistem;
28. „putere reactivă” înseamnă componenta imaginară a puterii aparente la frecvența fundamentală, exprimată de obicei în kilovari („kVAr”) sau în megavari („MVar”);
29. „capacitatea de trecere peste defect (FRT)” înseamnă 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;
30. „generator” înseamnă un dispozitiv care transformă energia mecanică în energie electrică prin intermediul unui câmp învârtitor;
31. „curent” înseamnă debitul cu care trece sarcina electrică. Se măsoară prin valoarea medie pătratică a secvenței pozitive a curentului de fază la frecvența fundamentală;
32. „stator” înseamnă partea unui mecanism rotativ care include componente magnetice staționare cu înfășurările aferente;

33. „inertție” înseamnă gestionarea unui organ rigid rotativ, 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;
34. „inertție artificială” înseamnă o facilitate furnizată de un modul generator din centrală sau de un sistem HVDC pentru a înlocui efectul de inertție al generatoarelor sincrone la un nivel de performanță prescris;
35. „reglaj de frecvență” înseamnă 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;
36. „reglaj de frecvență activ – răspuns la abaterile de frecvență” sau „RFA” înseamnă 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;
37. „reglaj de frecvență activ – limitat la creșterea frecvenței” („RFA-CR”) înseamnă 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;
38. „reglaj de frecvență activ – limitat la scăderea frecvenței” („RFA-SC”) înseamnă 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;
39. „bandă moartă în frecvență” înseamnă un domeniu de frecvență în care reglajul de frecvență este dezactivat în mod voit;
40. „insensibilitate în frecvență” înseamnă 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;
41. „diagrama de capabilitate P-Q” înseamnă o diagramă care descrie capabilitatea de generare de putere reactivă a unei unități generatoare la variații ale puterii active în punctul de racordare;
42. „stabilitate statică” înseamnă 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;
43. „regim de funcționare insularizat” înseamnă funcționarea independentă a unei rețele întregi sau a unei părți a unei rețele care este izolată după ce a fost separată de la sistemul interconectat, având cel puțin o unitate generatoare sau un sistem HVDC care furnizează energie în această rețea și controlează frecvența și tensiunea;
44. „funcționare izolată pe servicii proprii” înseamnă funcționarea care asigură că instalațiile de generare a energiei electrice pot continua să alimenteze serviciile proprii în cazul incidentelor din rețea care determină deconectarea de la rețea a unității generatoare și alimentând serviciile proprii;
45. „capacitate de pornire fără sursă de tensiune din sistem” înseamnă 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;
46. „organism de certificare autorizat” înseamnă o entitate care emite certificate pentru echipamente și documente pentru unitățile generatoare, a cărei acreditare este dată de filialele naționale ale Cooperării europene pentru acreditare („EA”), instituită în conformitate cu Regulamentul (CE) nr. 765/2008 al Parlamentului European și al Consiliului (¹);
47. „certificatul echipamentului” înseamnă un document emis de un organism de certificare autorizat pentru echipamentele utilizate de o unitate generatoare, de o unitate consumatoare, de un operator de distribuție, de un loc de consum sau de sistemul HVDC. Certificatul echipamentului definește domeniul valabilității sale la nivel național sau la alt nivel care necesită o valoare specifică 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;
48. „sistem de reglaj al excitației” înseamnă un sistem de reglaj care include mașina sincronă și sistemul său de excitație;
49. „diagrama Pmax/U-Q” înseamnă o diagramă care reprezintă capabilitatea de producere de putere reactivă a unei unități generatoare sau a unei instalații de convertizor HVDC pentru diferite variații de tensiune în punctul de racordare;

(¹) Regulamentul (CE) nr. 765/2008 al Parlamentului European și al Consiliului din 9 iulie 2008 de stabilire a cerințelor de acreditare și de supraveghere a pieței în ceea ce privește comercializarea produselor și de abrogare a Regulamentului (CEE) nr. 339/93 (JO L 218, 13.8.2008, p. 30)

50. „puterea minimă de funcționare stabilă” înseamnă puterea activă minimă, prevăzută în contractul de racordare sau convenită între operatorul de rețea relevant și gestionarul instalației de producere, la care unitatea generatoare poate funcționa în condiții de stabilitate pe o durată nelimitată;
51. „limitator de supraexcitație” înseamnă o rețea de reglaj aparținând regulatorului automat de tensiune care împiedică intrarea în suprasarcină a rotorului unui generator prin limitarea curentului de excitație;
52. „limitator de subexcitație” înseamnă o rețea de reglaj din regulatorul automat de tensiune, care împiedică ieșirea din sincronism a generatorului datorat lipsei de excitație;
53. „regulator automat de tensiune” sau „RAT” înseamnă echipamentul automat care acționează în permanență reglând tensiunea la borne a unuia sau mai multor grupuri generatoare sincrone prin compararea valorii reale a tensiunii măsurate la borne cu o valoare de referință și prin reglajul curentului de excitație;
54. „rețea de stabilizare a puterii de tip PSS” sau „PSS” înseamnă o funcție suplimentară a RAT al unui grup de generatoare sincrone, al cărui scop este atenuarea oscilațiilor de putere interzonale;
55. „componenta de regim tranzitoriu a curentului de defect” înseamnă un curent injectat de un modul generator din centrală sau de un rețea 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;
56. „factor de putere” reprezintă raportul dintre valoarea absolută a puterii active și a puterii aparente;
57. „pantă” înseamnă raportul dintre variația de tensiune raportată la tensiunea de referință de 1 pu, și puterea reactivă absorbită, raportată la puterea reactivă maximă;
58. „sistemul de racordare a rețelei offshore” înseamnă întreaga interconectare dintre un punct de racordare offshore și un sistem terestru la punctul de interconectare la rețeaua terestră;
59. „punct de interconectare la rețeaua terestră” înseamnă punctul în care sistemul de racordare a rețelei offshore este racordat la rețeaua terestră a operatorului de rețea relevant;
60. „documentul instalației” înseamnă 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 1 000 V, și care confirmă conformitatea acesteia cu cerințele relevante;
61. „declarație de conformitate” înseamnă un document furnizat de gestionarul instalației de producere a energiei electrice sau al locului de consum, de un operator de distribuție sau un operator de sistem HVDC operatorului de sistem, în care prezintă situația actuală a conformității cu specificațiile și cerințele solicitate;
62. „notificare de funcționare finală (NFF)” înseamnă acceptul emis de operatorul de rețea 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 îndeplinește specificațiile și cerințele solicitate, prin care le permite acestora să opereze o unitate generatoare a energiei electrice, un loc de consum, o rețea de distribuție sau un sistem HDVC prin utilizarea racordului la rețea;
63. „notificare de punere sub tensiune (NPT)” înseamnă acceptul emis de către un operator de rețea 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 prin care i se permite punerea sub tensiune a instalației;
64. „notificare de funcționare provizorie (NFP)” înseamnă acceptul emis de către un operator de rețea 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 îi permite acestuia să opereze o unitate generatoare a energiei electrice, un loc de consum, o rețea de distribuție sau un sistem HDVC prin utilizarea racordului la rețea pentru o perioadă limitată și să înceapă teste de conformitate pentru a asigura conformitatea cu specificațiile și cerințele solicitate;
65. „notificare de funcționare limitată (NFL)” înseamnă o notificare emisă de către un operator de rețea 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 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.

*Articolul 3***Domeniu de aplicare**

(1) Cerințele de racordare stabilite în prezentul regulament se aplică unităților generatoare noi care sunt considerate ca fiind semnificative în conformitate cu articolul 5, cu excepția cazului în care se prevede altfel.

Operatorul de rețea relevant refuză să permită racordarea unităților generatoare care nu respectă cerințele prevăzute în prezentul regulament și care nu sunt acoperite de o derogare acordată de către autoritatea de reglementare sau de o altă autoritate, dacă este aplicabil într-un stat membru în temeiul articolului 60. Operatorul de rețea relevant comunică în scris acest refuz, prin intermediul unei adrese motivate, gestionarului instalației de producere a energiei electrice și, dacă autoritatea de reglementare nu prevede altfel, autorității de reglementare.

(2) Prezentul regulament nu se aplică:

- (a) unităților generatoare racordate la rețeaua de transport și la cea de distribuție, integral sau parțial, al unor insule ale statelor membre ale căror sisteme nu funcționează în sincronism cu zona sincronă Europa Continentală, Regatul Unit, Europa de Nord, Irlanda și Irlanda de Nord sau zona baltică;
- (b) unităților generatoare de înlocuire și care funcționează în paralel cu sistemul mai puțin de cinci minute într-o lună calendaristică, în timp ce sistemul se află în stare normală. Funcționarea în paralel cu sistemul în timpul probelor de întreținere sau punere în funcțiune a respectivei unități generatoare nu se contorizează pentru limita de cinci minute într-o lună;
- (c) unităților generatoare care nu au un punct de racordare permanent și sunt utilizate temporar de operatorii de rețea, atunci când capacitatea normală a sistemului este parțial sau complet indisponibilă;
- (d) dispozitivelor de stocare, cu excepția unităților generatoare cu acumulare prin pompare, în conformitate cu articolul 6 alineatul (2).

*Articolul 4***Aplicarea la unitățile generatoare existente**

(1) Unitățile generatoare existente nu fac obiectul cerințelor prezentului regulament, cu excepția cazului în care:

- (a) o unitate generatoare de tip C sau D a fost modificată într-o asemenea măsură încât contractul de racordare trebuie să fie revizuit substanțial în conformitate cu procedura următoare:
 - (i) 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, trebuie să transmită în prealabil proiectele operatorului de rețea relevant;
 - (ii) dacă operatorul de rețea relevant consideră că modernizarea sau înlocuirea echipamentelor este de natură să necesite un nou contract de racordare, acesta notifică autoritatea de reglementare relevantă sau, după caz, statul membru; și
 - (iii) autoritatea de reglementare relevantă sau, dacă este cazul, statul membru 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 regulament; sau
- (b) o autoritate de reglementare sau, dacă este cazul, un stat membru decide să supună o unitate generatoare unora sau mai multor cerințe ale prezentului regulament, în urma unei propuneri prezentate de OTS relevant în conformitate cu alineatele (3)-(5).

(2) În sensul prezentului regulament, o unitate generatoare este considerată existentă atunci când:

- (a) este deja racordată la rețea la data intrării în vigoare a prezentului regulament; sau
- (b) gestionarul instalației de producere a încheiat un contract definitiv și obligatoriu pentru achiziționarea echipamentelor principale de generare până la doi ani de la intrarea în vigoare a prezentului regulament. Gestionarul instalației de producere notifică operatorului de rețea și OTS relevant, în termen de 30 de luni de la intrarea în vigoare a prezentului regulament, încheierea contractului.

Notificarea prezentată de gestionarul instalației de producere a energiei electrice operatorului de rețea relevant și OTS relevant conține cel puțin titlul contractului, data semnării și data intrării în vigoare, precum și specificațiile echipamentelor principale de producere care urmează a fi construite, asamblate sau achiziționate.

Statul membru poate prevedea că, în anumite împrejurări, autoritatea de reglementare poate stabili dacă unitatea generatoare trebuie considerată a fi o unitate existentă sau o unitate nouă.

(3) În urma unei consultări publice desfășurate în conformitate cu articolul 10 și pentru a lua în considerare schimbări importante și concrete ale circumstanțelor, cum ar fi evoluția cerințelor sistemului, inclusiv penetrarea surselor de energie regenerabile, rețelele inteligente, producerea distribuită sau variația cererii, OTS relevant poate propune autorității de reglementare în cauză sau, dacă este cazul, statului membru să extindă aplicarea prezentului regulament la unitățile generatoare existente.

În acest scop, se efectuează o analiză cantitativă solidă și transparentă a raportului cost-beneficiu, în conformitate cu articolele 38 și 39. Analiza trebuie să indice:

(a) costurile, în ceea ce privește unitățile generatoare existente, pe care le presupune punerea în conformitate cu prezentul regulament;

(b) beneficiile socio-economice care rezultă din aplicarea cerințelor prevăzute în prezentul regulament; și

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

(4) Înainte de a efectua analiza cantitativă cost-beneficiu menționată la alineatul (3), OTS relevant:

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

(b) obține aprobarea autorității de reglementare relevante sau, după caz, a statului membru.

(5) Autoritatea de reglementare competentă sau, după caz, statul membru decide cu privire la extinderea aplicabilității prezentului regulament la unitățile generatoare existente în termen de șase luni de la primirea raportului și a recomandării OTS relevant în conformitate cu articolul 38 alineatul (4). Decizia autorității de reglementare sau, dacă este cazul, decizia statului membru se publică.

(6) OTS relevant ține seama de așteptările legitime ale gestionarilor instalațiilor de producere a energiei electrice, ca parte a evaluării aplicării prezentului regulament la unitățile generatoare existente.

(7) OTS relevant poate evalua aplicarea unora sau a tuturor dispozițiilor din prezentul regulament la unitățile generatoare existente la fiecare trei ani, în conformitate cu criteriile și procedurile prevăzute la alineatele (3)-(5).

Articolul 5

Stabilirea importanței

(1) Unitățile generatoare respectă cerințele în funcție de nivelul de tensiune din punctul lor de racordare și a capacității lor maxime, conform categoriilor stabilite la alineatul (2).

(2) Unitățile generatoare din următoarele categorii sunt considerate ca fiind semnificative:

(a) punct de racordare sub 110 kV și capacitate maximă de 0,8 kW sau mai mult (tip A);

(b) punct de racordare sub 110 kV și capacitate maximă egală sau mai mare decât un prag propus de fiecare OTS relevant în conformitate cu procedura prevăzută la alineatul (3) (tip B). Acest prag nu poate depăși limitele pentru unitățile generatoare de tip B prevăzute în tabelul 1;

(c) punct de racordare sub 110 kV și capacitate maximă egală sau mai mare decât un prag prevăzut de fiecare OTS relevant în conformitate cu alineatul (3) (tip C). Acest prag nu poate depăși limitele pentru unitățile generatoare de tip C prevăzute în tabelul 1; sau

(d) punct de racordare la 110 kV sau mai mult (tip D). O unitate generatoare se încadrează de asemenea la tipul D dacă are punctul de racordare sub 110 kV și o capacitate maximă mai mare sau egală cu un prag prevăzut în conformitate cu alineatul (3). Acest prag nu poate depăși limitele pentru unitățile generatoare de tip D prevăzute în tabelul 1.

Tabelul 1

Limitele pragurilor la unitățile generatoare de tip B, C și D

Zonele sincrone	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
Europa continentală	1 MW	50 MW	75 MW
Regatul Unit	1 MW	50 MW	75 MW
Europa de Nord	1,5 MW	10 MW	30 MW
Irlanda și Irlanda de Nord	0,1 MW	5 MW	10 MW
Zona baltică	0,5 MW	10 MW	15 MW

(3) Propunerile pentru pragurile de capacitate maximă aplicabile unităților generatoare de tip B, C și D sunt supuse aprobării autorității de reglementare competente sau, dacă este cazul, statului membru. La formularea propunerilor, OTS relevant se pune de acord cu OTS și OD adiacenți și organizează o consultare publică în conformitate cu articolul 10. OTS relevant poate formula o propunere de modificare a limitelor doar după trei ani de la propunerea anterioară.

(4) Gestionarii instalațiilor de producere a energiei electrice contribuie la acest proces și furnizează datele solicitate de către OTS relevant.

(5) În cazul în care, ca urmare a modificării limitelor, o unitate generatoare se încadrează într-un tip diferit, procedura prevăzută la articolul 4 alineatul (3) privind unitățile generatoare existente se aplică înainte de a se solicita conformitatea cu cerințele pentru noul tip.

*Articolul 6***Aplicarea pentru unitățile generatoare, unitățile de generare cu acumulare prin pompare, centralele termoelectrice și platformele industriale**

(1) Unitățile generatoare offshore acordate la sistemul interconectat îndeplinesc cerințele pentru unitățile generatoare terestre, cu excepția cazului în care cerințele sunt modificate în acest scop de către operatorul de rețea relevant sau a cazului în care racordul grupurilor generatoare din centrală se face prin intermediul unei conexiuni de curent continuu de înaltă tensiune prin intermediul unei rețele a cărei frecvență nu este cuplată sincron la frecvența sistemului interconectat principal (de exemplu, prin intermediul unui sistem de tip „back to back”).

(2) Unitățile generatoare cu acumulare prin pompare îndeplinesc toate cerințele 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-pompare nu trebuie să fie limitată în timp de proiectele tehnice ale unităților generatoare. Unitățile generatoare cu acumulare prin pompare cu variator de viteză îndeplinesc atât cerințele aplicabile grupurilor generatoare sincrone, cât și pe cele prevăzute la articolul 20 alineatul (2) litera (b) dacă se încadrează în tipul B, C sau D.

(3) În ceea ce privește unitățile generatoare racordate la rețelele platformelor industriale, gestionarii instalațiilor de producere a energiei electrice, operatorii de rețea ai platformelor industriale și OTS relevanți a căror rețea este conectată la rețeaua unei platforme industriale au dreptul de a conveni asupra condițiilor de deconectare a acestor unități generatoare, împreună cu consumul critic, care să asigure procesele de producere, de la rețeaua operatorului de rețea relevant. Exercitarea acestui drept trebuie să fie convenită cu OTS relevant.

- (4) Cu excepția cerințelor de la articolul 13 alineatele (2) și (4) și a cazului în care se prevede altfel în cadrul național, cerințele prezentului regulament referitoare la capacitatea de a menține constantă producția de putere activă sau de a o modula nu se aplică unităților generatoare sau utilizatorilor unităților cu ciclu combinat integrate în rețelele platformelor industriale, în cazul în care sunt îndeplinite toate criteriile următoare:
- (a) scopul principal al respectivelor instalații este de a produce căldură pentru procesele de producție ale platformei industriale respective;
 - (b) producerea de energie termică este indisolubil legată de producerea de energie electrică, și anume orice schimbare a producției de energie termică determină involuntar modificarea producției de putere activă și viceversa;
 - (c) unitățile generatoare sunt de tipul A, B sau C sau, în cazul zonei sincrone Europa de nord, de tipul D, în conformitate cu articolul 5 alineatul (2) literele (a)-(c).
- (5) Unitățile cu ciclu combinat se evaluează pe baza capacității de producere a energiei electrice maxime.

Articolul 7

Aspecte reglementare

- (1) Cerințele cu aplicabilitate generală care urmează a fi stabilite de operatorii de rețea relevanți sau de OTS relevanți în temeiul prezentului regulament fac obiectul aprobării de către entitatea desemnată de statul membru și sunt publicate. Entitatea desemnată este autoritatea de reglementare, cu excepția cazului în care statul membru prevede dispoziții contrare.
- (2) În ceea ce privește cerințele specifice pentru un anumit loc care urmează a fi stabilite de operatorii de sistem relevanți sau de OTS relevanți în temeiul prezentului regulament, statele membre pot solicita aprobarea de către o entitate desemnată.
- (3) Atunci când aplică prezentul regulament, statele membre, entitățile competente și operatorii de sistem au următoarele obligații:
- (a) să aplice principiile proporționalității și nediscriminării;
 - (b) să asigure transparența;
 - (c) să aplice principiul optimizării între eficiența generală maximă și cele mai scăzute costuri totale pentru toate părțile implicate;
 - (d) să respecte responsabilitatea atribuită OTS relevant, în scopul asigurării securității sistemului, inclusiv în conformitate cu legislația națională;
 - (e) să se consulte cu operatorii de distribuție relevanți și să țină cont de impactul potențial asupra sistemului lor;
 - (f) să țină seama de standardele și specificațiile tehnice convenite la nivel european.
- (4) Operatorul de rețea relevant sau OTS relevant prezintă o propunere pentru cerințele cu aplicabilitate generală sau metodologia utilizată la calculul și elaborarea acestora spre aprobarea entității competente în termen de doi ani de la data intrării în vigoare a prezentului regulament.
- (5) Atunci când prezentul regulament prevede că operatorul de rețea relevant, OTS relevant, gestionarul instalației de producere a energiei electrice și/sau operatorul de distribuție cad de 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 autorității de reglementare relevante să ia o decizie în termen de șase luni.
- (6) Entitățile competente iau decizii privind propunerile pentru cerințe sau metodologii în termen de la șase luni de la primirea lor.
- (7) În cazul în care operatorul de sistem sau OTS relevant consideră că este necesară modificarea cerințelor sau metodologiilor prevăzute și aprobate în temeiul alineatelor (1) și (2), cerințele prevăzute la alineatele (3)-(8) se aplică modificării propuse. Operatorii de rețea și OTS care propun modificarea iau în considerare așteptările legitime, dacă acestea există, ale gestionarilor instalațiilor de producere a energiei electrice, ale producătorilor de echipamente și ale altor părți interesate pe baza cerințelor sau metodologiilor specificate sau convenite inițial.

(8) Orice parte care are o plângere la adresa unui operator de rețea sau OTS relevant cu privire la obligațiile care îi revin acestuia în temeiul prezentului regulament poate să depună plângerea la autoritatea de reglementare care, în calitate de autoritate de soluționare a disputelor, emite o decizie în termen de două luni de la primirea plângerii. Această perioadă poate fi prelungită cu două luni dacă autoritatea de reglementare solicită informații suplimentare. Această prelungire poate fi extinsă cu acordul reclamantului. Decizia autorității de reglementare are efect obligatoriu până la anularea sa în caz de contestație.

(9) În cazul în care cerințele în temeiul prezentului regulament urmează a fi stabilite de un operator de rețea relevant care nu este un OTS, statele membre pot să prevadă în schimb ca OTS să fie responsabil cu stabilirea cerințelor respective.

Articolul 8

OTS multipli

(1) În cazul în care există mai mult de un OTS într-un stat membru, prezentul regulament se aplică tuturor OTS.

(2) În temeiul regimurilor naționale de reglementare, statele membre pot să prevadă că responsabilitatea unui OTS de a respecta una, mai multe sau toate obligațiile ce îi revin în temeiul prezentului regulament este atribuită unuia sau mai multor OTS.

Articolul 9

Recuperarea costurilor

(1) Costurile care sunt suportate de operatorii de sistem care se supun tarifelor de rețea reglementate și care decurg din obligațiile prevăzute în prezentul regulament se evaluează de către autoritățile de reglementare competente. Costurile evaluate ca fiind rezonabile, eficiente și proporționale se recuperează prin tarife de rețea sau alte mecanisme adecvate.

(2) La cererea autorităților de reglementare relevante, operatorii de sistem menționați la alineatul (1) furnizează, în termen de trei luni de la data depunerii cererii, informațiile necesare pentru a facilita evaluarea costurilor suportate.

Articolul 10

Consultarea publică

(1) Operatorii de sistem relevanți și OTS relevanți se consultă cu părțile interesate, inclusiv cu autoritățile competente ale fiecărui stat membru, în privința unor propuneri de a extinde aplicarea prezentului regulament la instalațiile de producere a energiei electrice existente în conformitate cu articolul 4 alineatul (3), pentru propunerea de praguri în conformitate cu articolul 5 alineatul (3), și a raportului elaborat în conformitate cu articolul 38 alineatul (3) și a analizei cost-beneficiu în conformitate cu articolul 63 alineatul (2). Consultarea se întinde pe o perioadă de cel puțin o lună.

(2) Operatorii de rețea relevanți sau OTS relevanți țin seama în mod corespunzător de opiniile părților interesate care rezultă în urma consultărilor, înainte de prezentarea proiectului de propunere pentru praguri, a raportului sau a analizei cost-beneficiu spre aprobarea autorității de reglementare sau, dacă este cazul, a statului membru. În orice situație, trebuie să se elaboreze o justificare solidă a includerii sau a neincluzării opiniilor părților interesate, care să fie publicată în timp util, înainte de publicarea propunerii sau simultan cu aceasta.

Articolul 11

Implicarea părților interesate

Agenția pentru Cooperarea Autorităților de Reglementare din Domeniul Energiei (denumită în continuare „agenția”), în strânsă cooperare cu Rețeaua europeană a operatorilor de sisteme de transport de energie electrică (ENTSO pentru energie electrică), organizează implicarea părților interesate cu privire la cerințele pentru racordarea la rețea a instalațiilor de producere a energiei electrice, precum și alte aspecte ale implementării prezentului regulament. Aceasta include reuniuni periodice cu părțile interesate, pentru a se identifica problemele și pentru a se propune îmbunătățiri legate în special de cerințele pentru racordarea la rețea a instalațiilor de producere a energiei electrice.

Articolul 12

Obligații în materie de confidențialitate

- (1) Orice informații confidențiale primite, schimbate sau transmise în temeiul prezentului regulament fac obiectul condițiilor de respectare a secretului profesional prevăzute la alineatele (2), (3) și (4).
- (2) Obligația secretului profesional se aplică oricăror persoane, autorități de reglementare sau organisme care intră sub incidența prezentului regulament.
- (3) Informațiile confidențiale primite de persoanele menționate la alineatul (2) în timpul exercitării atribuțiilor lor nu pot fi divulgate niciunei alte persoane sau autorități, fără a aduce atingere cazurilor reglementate de dreptul intern, celorlalte dispoziții ale prezentului regulament sau altor texte de lege relevante ale Uniunii.
- (4) Fără a aduce atingere cazurilor reglementate de dreptul intern sau al Uniunii, autoritățile de reglementare, organismele sau persoanele care primesc informații confidențiale în temeiul prezentului regulament le pot utiliza numai în scopul exercitării funcțiilor lor în temeiul prezentului regulament.

TITLUL II

CERINȚE

CAPITOLUL 1

Cerințe generale

Articolul 13

Cerințe generale pentru unitățile generatoare de tip A

- (1) Unitățile generatoare de tip A îndeplinesc următoarele cerințe în ceea ce privește stabilitatea de frecvență:
- (a) În ceea ce privește domeniile de frecvență:
- (i) o unitate generatoare trebuie să rămână conectată la rețea și să funcționeze în domeniile de frecvență și perioadele de timp specificate în tabelul 2;
 - (ii) operatorul de rețea relevant, în cooperare cu OTS relevant, 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;
 - (iii) gestionarului 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.
- (b) În ceea ce privește capacitatea de a suporta viteze de variație a frecvenței, o unitate generatoare trebuie să rămână conectată la rețea și să funcționeze la o viteză de variație a frecvenței având o valoare maximă prevăzută de către OTS relevant, cu excepția cazului în care declanșarea s-a datorat acționării protecției la viteza de variație a frecvenței determinată de dispariția tensiunii rețelei. Operatorul de rețea relevant, în cooperare cu OTS relevant, 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

Zonă sincronă	Domeniul de frecvențe	Perioadă de funcționare
Europa continentală	47,5 Hz-48,5 Hz	Se va specifica de către fiecare OTS, dar nu mai mică de 30 de minute
	48,5 Hz-49,0 Hz	Se va specifica de către fiecare OTS, 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	30 de minute

Zonă sincronă	Domeniul de frecvențe	Perioadă de funcționare
Europa de Nord	47,5 Hz-48,5 Hz	30 de minute
	48,5 Hz-49,0 Hz	Se va specifica de către fiecare OTS, dar nu mai mică de 30 de minute
	49,0 Hz-51,0 Hz	Nelimitată
	51,0 Hz-51,5 Hz	30 de minute
Regatul Unit	47,0 Hz-47,5 Hz	20 de secunde
	47,5 Hz-48,5 Hz	90 de minute
	48,5 Hz-49,0 Hz	Se va specifica de către fiecare OTS, dar nu mai mică de 90 de minute
	49,0 Hz-51,0 Hz	Nelimitată
	51,0 Hz-51,5 Hz	90 de minute
	51,5 Hz-52,0 Hz	15 minute
Irlanda și Irlanda de Nord	47,5 Hz-48,5 Hz	90 de minute
	48,5 Hz-49,0 Hz	Se va specifica de către fiecare OTS, dar nu mai mică de 90 de minute
	49,0 Hz-51,0 Hz	Nelimitată
	51,0 Hz-51,5 Hz	90 de minute
Zona baltică	47,5 Hz-48,5 Hz	Se va specifica de către fiecare OTS, dar nu mai mică de 30 de minute
	48,5 Hz-49,0 Hz	Se va specifica de către fiecare OTS, 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 fiecare OTS, dar nu mai mică de 30 de minute

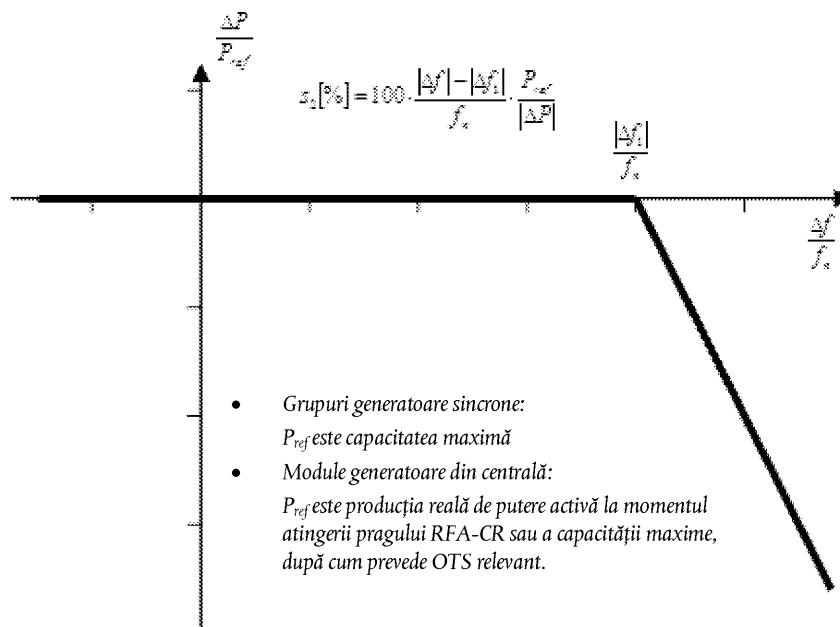
(2) În ceea ce privește răspunsul limitat la abaterile de frecvență – creșteri de frecvență (RFA-CR), se aplică următoarele dispoziții determinate de OTS relevant pentru aria sa de control în coordonare cu OTS din zona sa sincronă pentru a asigura un impact minim asupra zonelor vecine:

(a) 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 statistumul setat la valoarea stabilită de OTS relevant;

- (b) în locul capacității menționate la litera (a), OTS relevant 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 OTS relevant, la care poate demonstra autorității de reglementare relevante și cu cooperarea 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;
- (c) pragul de frecvență este cuprins între 50,2 Hz și 50,5 Hz, inclusiv;
- (d) valoarea statismului setat se situează între 2 % și 12 %;
- (e) 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 producție a energiei electrice justifică această întârziere, furnizând dovezi tehnice către OTS relevant;
- (f) OTS relevant poate solicita ca, la atingerea nivelului minim de reglaj, unitatea generatoare să fie capabilă:
- (i) să funcționeze în continuare la acest nivel; sau
- (ii) să reducă în continuare producția de putere activă;
- (g) unitatea generatoare este 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



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 este variația puterii active produse de unitatea generatoare. f_n este frecvența nominală (50 Hz) în rețea și Δf este abaterea frecvenței în rețea. În cazul creșterilor de frecvență, unde Δf este mai mare ca Δf_1 , unitatea generatoare trebuie să scadă puterea activă, conform statismului S_2 .

- (3) 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 alineatelor (2) și (4) din prezentul articol și al articolului 15 alineatul (2) literele (c) și (d), după caz.

(4) OTS relevant stabilește reducerea de putere activă admisibilă de la puterea maximă produsă, pentru care frecvența din aria sa de control ca rată de reducere se încadrează în limite, după cum se ilustrează prin liniile îngroșate din figura 2:

- (a) 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;
 - (b) 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.
- (5) Reducerea de putere activă admisibilă față de puterea maximă generată trebuie:
- (a) să stabilească în mod clar condițiile de mediu aplicabile;
 - (b) să țină seama de capacitatea tehnică a unităților generatoare.

Figura 2

Capacitatea maximă de reducere a puterii active în cazul scăderii frecvenței

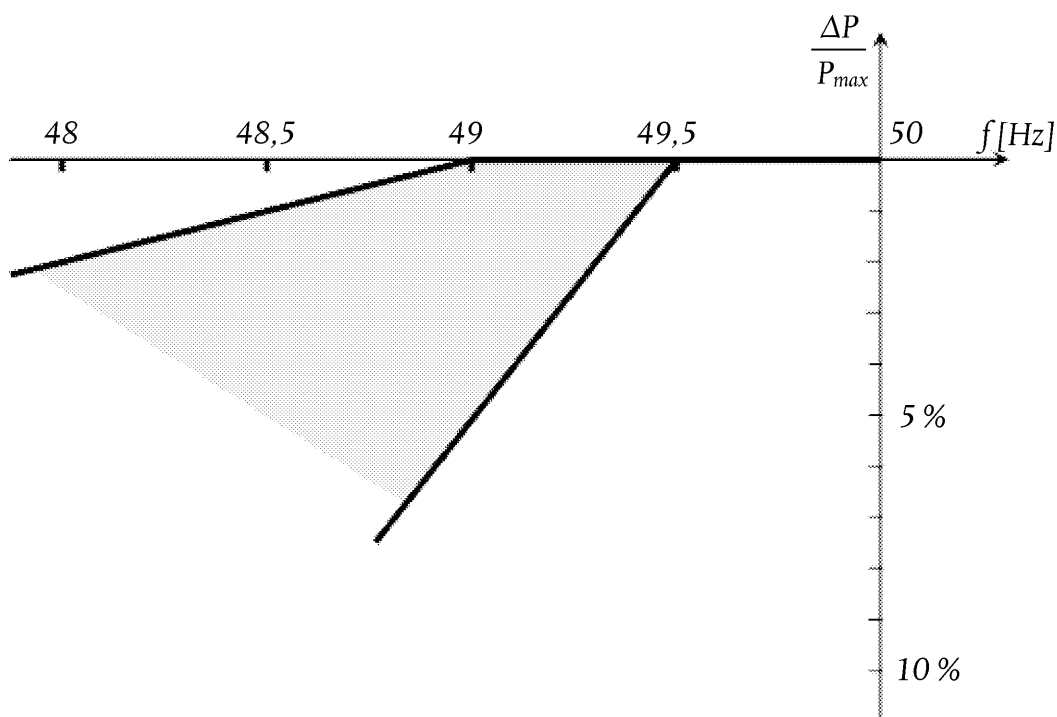


Diagrama reprezintă limitele în care capacitatea poate fi stabilită de către OTS relevant.

(6) 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. OTS relevant are dreptul să stabilească cerințele pentru echipamente pentru ca această dispoziție să fie comandată de la distanță.

(7) OTS relevant stabilește condițiile în care o unitate generatoare este capabilă să se conecteze automat la rețea. Aceste condiții includ:

- (a) domeniile de frecvență în care este admisă conectarea automată și timpul de întârziere asociat; și
- (b) 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 rețea relevant în coordonare cu OTS relevant.

Articolul 14

Cerințe generale pentru unitățile generatoare de tip B

- (1) Unitățile generatoare de tip B trebuie să îndeplinească cerințele prevăzute la articolul 13, cu excepția articolului 13 alineatul (2) litera (b).
- (2) Unitățile generatoare de B trebuie să îndeplinească următoarele cerințe în ceea ce privește stabilitatea de frecvență:
- (a) 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; și
 - (b) operatorul de rețea relevant are dreptul de a stabili cerințele pentru echipamente suplimentare care să permită reglajul de la distanță al puterii active.
- (3) Unitățile generatoare de tip B îndeplinesc următoarele cerințe de stabilitate în funcționare:
- (a) în ceea ce privește capacitatea de trecere peste defect a unităților generatoare:
 - (i) fiecare OTS 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;
 - (ii) 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;
 - (iii) limita inferioară menționată la punctul (ii) este stabilită de către OTS relevant cu ajutorul parametrilor specificați în figura 3 și în limitele specificate în tabelele 3.1 și 3.2;
 - (iv) fiecare OTS 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 modului generator din centrală ca putere activă și reactivă ante-defect în punctul de racordare și tensiunea în punctul de racordare; și
 - calculul capacității minime de scurtcircuit post-defect la punctul de racordare;
 - (v) la solicitarea unui gestionar de instalație de producere a energiei electrice, operatorul de rețea 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 punctul (iv) 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; și
 - capacitate minimă de scurtcircuit post-defect la fiecare punct de racordare, exprimată în MVA.

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

Figura 3

Diagrama de capacitate privind trecerea peste defect al unei unități generatoare

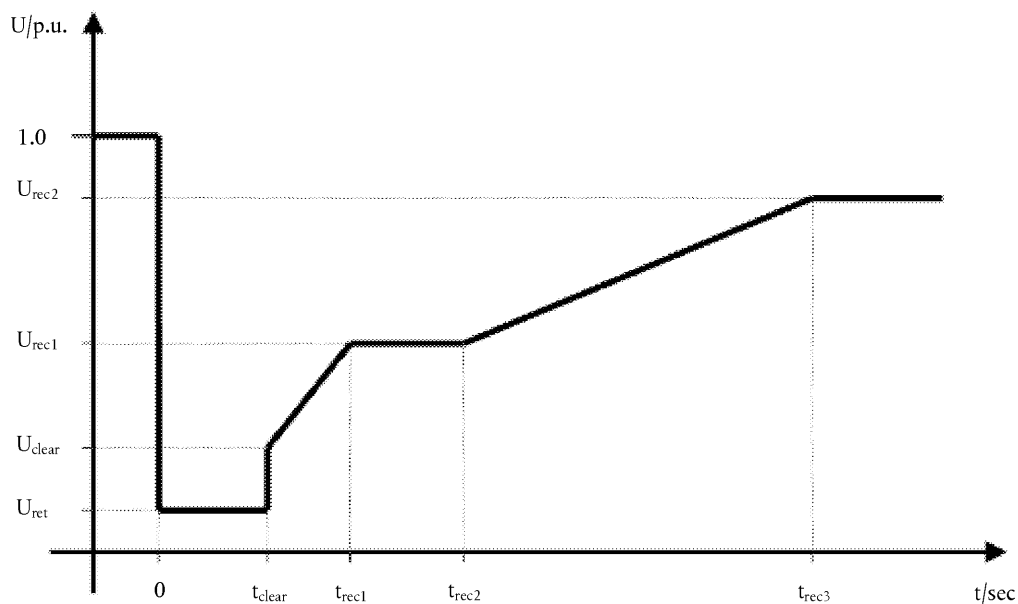


Diagrama reprezintă limita inferioară a graficului de evoluție a tensiunii în timp în punctul de racordare, exprimată ca raport între valoarea curentă și valoarea de referință exprimată în unități relative, înainte, în timpul și după eliminarea unui defect. Tensiunea U_{ret} este tensiunea reziduală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

- (vi) unitatea generatoare trebuie să rămână conectată la rețea și să continue să funcționeze stabil în cazul în care variația reală a tensiunii de linie a rețelei în punctul de racordare, pe durata unui defect simetric, având în vedere condițiile pre- și post-defect de la alineatul (3) litera (a) punctele (iv) și (v), depășește limita inferioară prevăzută la alineatul (3) litera (a) punctul (ii), cu excepția cazului în care schemele de protecție împotriva defectelor electrice interne necesită deconectarea de la rețea a unității generatoare. Schemele și setările sistemelor de protecție împotriva defectelor electrice interne nu trebuie să pericliteze performanța capacității de trecere peste defect;
- (vii) fără a aduce atingere alineatului (3) litera (a) punctul (vi), 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 largă capacitate tehnică a unității generatoare, cu excepția cazului în care operatorul de rețea relevant solicită un domeniu mai restrâns, în conformitate cu alineatul (5) litera (b). Setările sunt justificate de gestionarul instalației de producere a energiei electrice în conformitate cu acest principiu.
- (b) În cazul defectelor asimetrice, capacitățile de trecere peste defect se stabilesc de către fiecare OTS în parte.
- (4) Unitățile generatoare de tip B trebuie să îndeplinească următoarele cerințe în ceea ce privește restaurarea sistemului:
- (a) OTS relevant definește condițiile în care o unitate generatoare este capabilă să se reconecteze la rețea după o deconectare accidentală cauzată de un deranjament în rețea; și
- (b) instalarea sistemelor automate de reconectare este supusă unei avizări prealabile de către operatorul de rețea relevant și condițiilor de reconectare specificate de către OTS relevant.
- (5) Unitățile generatoare de tip B trebuie să respecte următoarele condițiile generale operare ale sistemului:
- (a) în ceea ce privește schemele de control și automatizare cu setările aferente:
- (i) 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 OTS relevant, de către operatorul de rețea relevant și de către gestionarul instalației de producere a energiei electrice;
- (ii) orice modificări ale schemelor de control și automatizare și a setărilor aferente, menționate la punctul (i), ale diverselor dispozitive de control ale unității generatoare trebuie să fie coordonate și convenite între OTS relevant, operatorul de rețea și gestionarul instalației de producere a energiei electrice, în special în cazul în care acestea se aplică în situațiile prevăzute la alineatul (5) litera (a) punctul (i):
- (b) în ceea ce privește schemele de protecție electrică și setările aferente:
- (i) operatorul de rețea relevant definește schemele de control și automatizare și setările necesare în vederea protejării rețelei, ținând seama de caracteristicile unității generatoare. Sistemele de protecție necesare pentru unitatea generatoare și pentru rețea, precum și setările relevante pentru unitatea generatoare trebuie să fie coordonate și aprobate de către operatorul de rețea 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 regulament;
- (ii) 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;
- (iii) 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; și
 - tensiunea de deplasare a neutrului;
- (iv) modificările schemelor de protecție necesare pentru unitatea generatoare și rețea și ale setărilor relevante pentru elementele de generare se convin între operatorul de rețea și gestionarul instalației de producere a energiei electrice; trebuie să se ajungă la un acord înainte de efectuarea oricărei modificări;
- (c) 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):
- (i) protecția rețelei și a unității generatoare;
 - (ii) inerția artificială, dacă este cazul;
 - (iii) reglajul de frecvență (în cadrul reglajului puterii active);
 - (iv) restricții de putere; și
 - (v) limitarea rampelor de putere;
- (d) referitor la schimbul de informații:
- (i) instalațiile de producere a energiei electrice trebuie să fie capabile să schimbe informații în timp real sau periodic cu marcarea timpului cu operatorul de rețea relevant sau OTS relevant, conform dispozițiilor emise de operatorul de rețea relevant sau de OTS relevant;
 - (ii) operatorul de rețea relevant, în coordonare cu OTS relevant, stabilește conținutul schimburilor de informații, inclusiv o listă exactă a datelor care trebuie furnizate de către instalația de producere a energiei electrice.

Articolul 15

Cerințe generale pentru unitățile generatoare de tip C

- (1) Unitățile generatoare de tip C trebuie să îndeplinească cerințele prevăzute la articolele 13 și 14, cu excepția articolului 13 alineatul (2) litera (b) și alineatul (6) și a articolului 14 alineatul (2).
- (2) Unitățile generatoare de tip C trebuie să respecte următoarele cerințe în ceea ce privește stabilitatea de frecvență:
- (a) 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 rețea relevant sau OTS relevant.

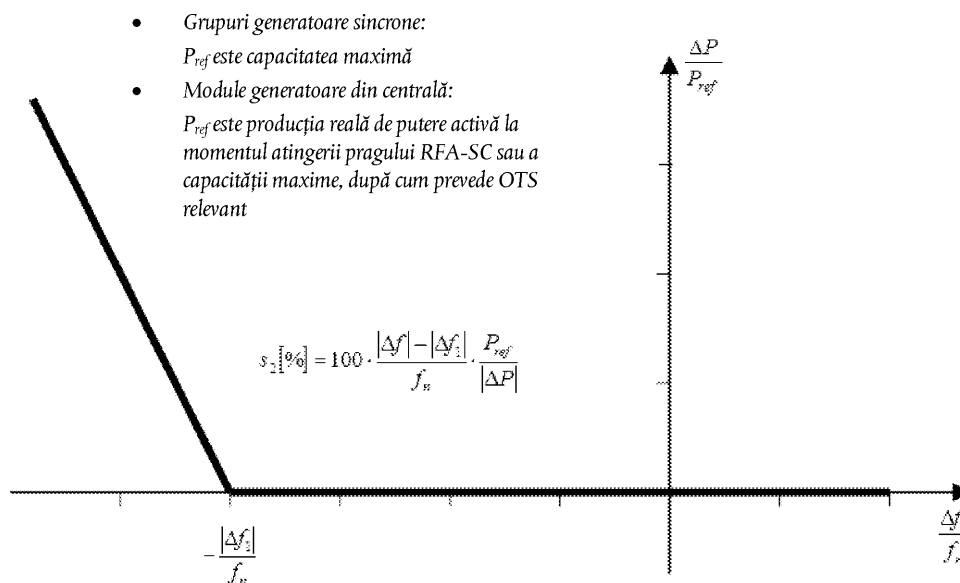
Operatorul de rețea relevant sau OTS relevant stabilește timpul de atingere a referinței de putere activă. OTS relevant definește o toleranță (dată de disponibilitatea primei mișcări a motorului primar) care se aplică noii referințe și timpului în care aceasta va fi atinsă;
 - (b) în cazurile în care echipamentele automate de reglaj la distanță sunt indisponibile, se permite luarea de măsuri manuale la nivel local.

Operatorul de rețea relevant sau OTS relevant notifică autoritatea de reglementare cu privire la timpul de atingere a referinței de putere activă solicitat și la toleranța pentru realizarea referinței de putere activă;

- (c) În plus față de articolul 13 alineatul (2), se aplică următoarele cerințe unităților generatoare de tip C cu privire la răspunsul abaterile de frecvență limitat la scăderea frecvenței (RFA-SC):
- (i) 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 OTS relevant în coordonare cu OTS din aceeași zonă sincronă după cum urmează:
 - pragul de frecvență stabilit de OTS trebuie să fie cuprins între 49,8 Hz și 49,5 Hz, inclusiv;
 - valorile statismului stabilite de către OTS trebuie să se situeze în intervalul 2-12 %.
 Acest lucru este reprezentat grafic în figura 4;
 - (ii) furnizarea efectivă a puterii active ca răspuns la abaterea de frecvență în modul RFA-SC trebuie să țină seama de 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 articolul 13 alineatele (4) și (5); și
 - disponibilitatea surselor de energie primară;
 - (iii) activarea răspunsului în putere activă la abaterile 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 OTS relevant;
 - (iv) în modul RFA-SC, unitatea generatoare trebuie să aibă capacitatea de a furniza o creștere de putere până la capacitatea sa maximă;
 - (v) 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



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 este variația puterii active produse de unitatea generatoare. f_n este frecvența nominală (50 Hz) în rețea și Δf este abaterea frecvenței în rețea. În cazul scăderilor de frecvență, unde Δf este mai mic decât Δf_1 , unitatea generatoare trebuie să crească puterea activă, conform statismului S_2 .

- (d) în plus față de alineatul (2) litera (c), se aplică următoarele condiții în mod cumulativ atunci când este activ reglajul de frecvență (RFA):
- (i) unitatea generatoare trebuie să poată furniza un răspuns frecvență/putere activă, în conformitate cu parametrii stabiliți de către fiecare OTS relevant în intervalele menționate în tabelul 4. La stabilirea acelor parametri, OTS relevant ține seama de 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 funcționarea 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 articolul 13 alineatele (4) și (5) și de disponibilitatea sursei de energie primară.

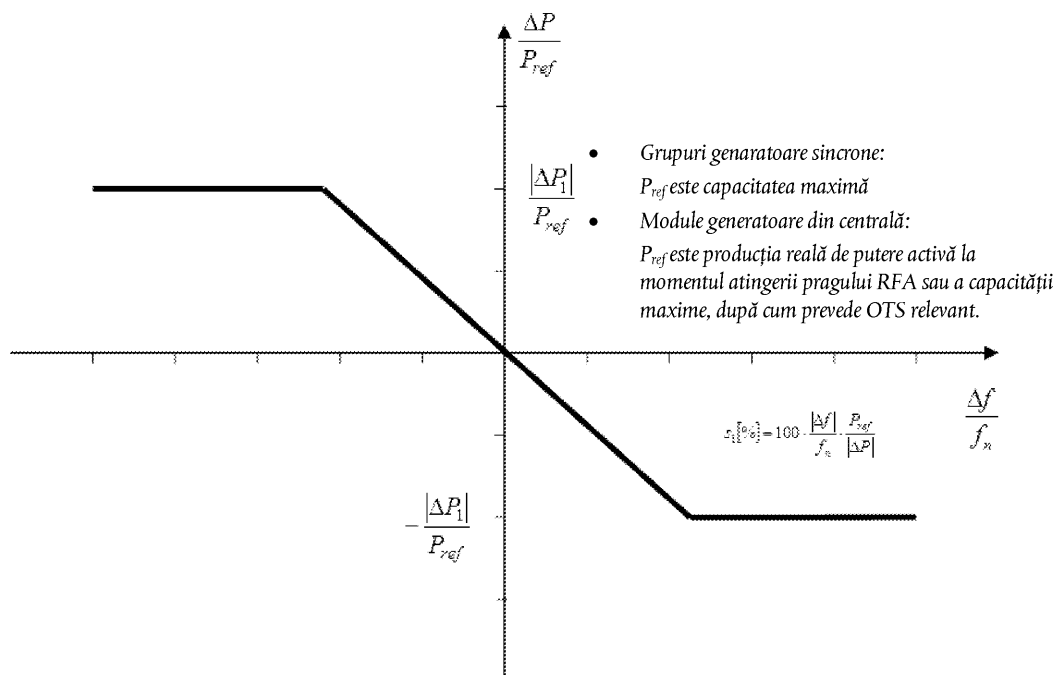
Tabelul 4

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_1	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



P_{ref} este referința de putere activă care determină variația de putere activă ΔP . ΔP este variația puterii active produse de unitatea generatoare. f_n este frecvența nominală (50 Hz) în rețea și Δf este abaterea frecvenței în rețea.

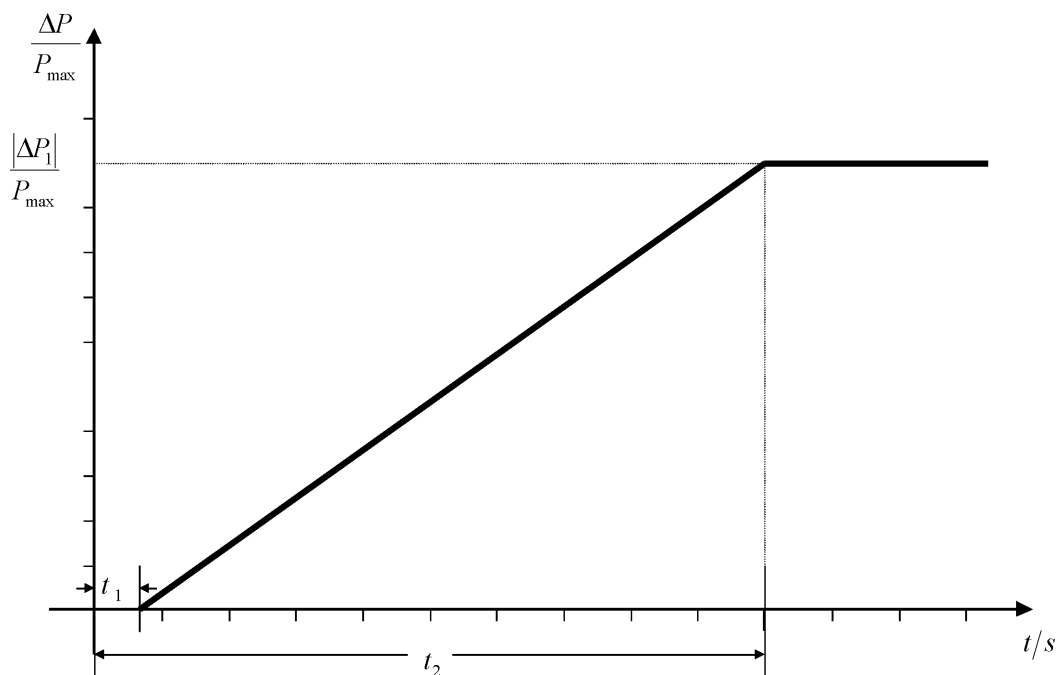
- (ii) banda moartă în frecvență în cazul abaterilor de frecvență și stătimele trebuie să poată fi modificate în mod repetat;
- (iii) în cazul variației treaptă a frecvenței, unitatea generatoare trebuie să fie capabilă să activeze integral puterea activă necesară ca răspuns la abaterea de frecvență, la sau peste linia îngroșată din figura 6, în conformitate cu parametrii specificați de către fiecare OTS (în scopul evitării oscilațiilor de putere la unitățile generatoare), în domeniul prezentat în tabelul 5. Alegerea de către OTS a valorilor parametrilor specificați trebuie să țină seama de posibilele limitări de ordin tehnologic;
- (iv) 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, OTS 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



P_{max} este capacitatea maximă la care se referă variația de putere activă mobilizată ΔP . ΔP este variația de putere activă a unității generatoare. Unitatea generatoare trebuie să activeze o putere activă ΔP până la punctul ΔP_1 în conformitate cu timpii t_1 și t_2 , valorile ΔP_1 , t_1 și t_2 fiind specificate de OTS relevant în conformitate cu tabelul 5. t_1 este întârzierea inițială. t_2 este durata până la activarea completă.

- (v) 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 OTS relevant. La determinarea perioadei de timp, OTS ține seama de rezerva pentru energie activă și de sursa de energie primară a unității generatoare;
- (vi) în termenele stabilite la alineatul (2) litera (d) punctul (v), reglajul puterii active nu trebuie să aibă niciun impact negativ asupra răspunsului la abaterile de frecvență ale puterii active dat de unitățile generatoare;

- (vii) parametri specificați de către OTS relevant în conformitate cu punctele (i)-(iii) și (v) se notifică autorității de reglementare competente. Modalitățile de realizare a acestei notificări se stabilesc în conformitate cu cadrul de reglementare național aplicabil.

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 articolul 15 alineatul (2) litera (d) punctul (iv)	2 secunde
Pentru unitățile generatoare fără inerție, întârzierea inițială maximă admisibilă t_1 , cu excepția cazului în care se justifică altfel în conformitate cu articolul 15 alineatul (2) litera (d) punctul (iv)	După cum se prevede de către OTS relevant.
Valoarea maximă admisibilă a timpului de activare integrală t_2 , cu excepția cazului în care sunt admise perioade mai lungi de activare de către OTS relevant din motive de stabilitate a sistemului (unității de generare)	30 de secunde

- (e) în ceea ce privește restabilirea frecvenței, unitatea generatoare trebuie să asigure funcții în conformitate cu specificațiile prevăzute de către OTS relevant, vizând restabilirea frecvenței la valoarea sa nominală sau/și menținerea puterilor de schimb dintre ariile de control la valorile programate;
- (f) 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 la prezentul punct nu se extinde la alimentarea serviciilor proprii;
- (g) în ceea ce privește monitorizarea în timp real a RFA:
- (i) 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 rețea relevant sau al OTS relevant, la cererea operatorului de rețea relevant sau a OTS relevant, 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;
- (ii) operatorul de rețea relevant și OTS relevant 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.
- (3) 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 rețea relevant în coordonare cu OTS relevant.

Condițiile și setările pentru deconectarea automată a unităților generatoare se stabilesc de către operatorul de rețea relevant în coordonare cu OTS relevant.

- (4) Unitățile generatoare de tip C trebuie să îndeplinească următoarele cerințe de stabilitate în funcționare:
- (a) 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;
 - (b) fără a aduce atingere articolului 13 alineatele (4) și (5), 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 regulament;
 - (c) unitățile generatoare trebuie să fie capabile să rămână conectate la rețea în cursul reanclanșărilor automate monofazate sau trifazate a liniilor dintr-o rețea 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 articolul 14 alineatul (5) litera (b).
- (5) Unitățile generatoare de tip C trebuie să respecte următoarele cerințe în ceea ce privește restaurarea sistemului:
- (a) În ceea ce privește capacitatea de pornire fără sursă de tensiune din sistem:
 - (i) capacitatea de pornire fără sursă de tensiune din sistem nu este obligatorie, fără a se aduce atingere drepturilor statului membru de a introduce norme obligatorii pentru a se asigura siguranța în funcționare a sistemului;
 - (ii) gestionarii instalațiilor de producere a energiei electrice, la cererea OTS relevant, fac o ofertă pentru furnizarea capacității de pornire fără sursă de tensiune din sistem. OTS relevant 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;
 - (iii) 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 rețea relevant în coordonare cu OTS relevant;
 - (iv) o unitate generatoare cu capacitatea de pornire fără sursă de tensiune din sistem trebuie să se poată sincroniza în domeniul de frecvență prevăzut la articolul 13 alineatul (1) litera (a) și, după caz, în limitele de tensiune specificate de operatorul de rețea relevant sau prevăzute la articolul 16 alineatul (2);
 - (v) 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 consumatorilor;
 - (vi) 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 consumatori;
 - să fie capabilă să funcționeze în RSFL-O și RSFL-SUB, după cum se prevede la alineatul (2) litera (c) și la articolul 13 alineatul (2);
 - 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; și
 - să regleze automat tensiunea în timpul fazei de restaurare a sistemului;
 - (b) în ceea ce privește capabilitatea de a funcționa în regim de funcționare insularizat:
 - (i) 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 rețea relevant în coordonare cu OTS relevant; și:
 - domeniul de frecvență la funcționarea în regim insularizat este cel stabilit în conformitate cu articolul 13 alineatul (1) litera (a);
 - domeniul de tensiune la funcționarea în regim insularizat este cel stabilit în conformitate cu articolul 15 alineatul (3) sau cu articolul 16 alineatul (2), după caz;
 - (ii) unitățile generatoare trebuie să fie capabile să funcționeze cu reglaj de frecvență activ RFA în timpul funcționării în regim insularizat, astfel cum se prevede la alineatul (2) litera (d).
- 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 capacitate 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;

- (iii) 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 rețea relevant, în coordonare cu OTS relevant. Metoda de detectare convenită nu trebuie să se bazeze exclusiv pe semnalele de poziție a aparatajului de comutație ale operatorului de sistem;
 - (iv) unitățile generatoare trebuie să poată funcționa în RSFL-O și RSFL-SUB pe timpul funcționării în insulă, după cum se prevede la alineatul (2) litera (c) și la articolul 13 alineatul (2);
- (c) în ceea ce privește capacitatea de resincronizare rapidă:
- (i) în cazul deconectării de la rețea, unitatea generatoare trebuie să se poată resincroniza rapid, în conformitate cu planul de protecții convenit între operatorul de rețea relevant în coordonare cu OTS relevant și cu instalația de producere a energiei electrice;
 - (ii) 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 din punctul de racord al operatorului de sistem;
 - (iii) 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 rețea relevant în coordonare cu OTS relevant, luând în considerare caracteristicile tehnologiei sursei primare.
- (6) Unitățile generatoare de tip C trebuie să respecte următoarele condiții generale de operare ale sistemului:
- (a) 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 rețea relevant, în coordonare cu OTS relevant, convin criteriile de detectare a pierderii stabilității unghiulare sau a pierderii controlului;
 - (b) în ceea ce privește dispozitivele de măsură și de control:
 - (i) 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; și
 - domeniul de frecvență.Operatorul de rețea relevant are dreptul să stabilească performanțele parametrilor puși la dispoziție, care trebuie respectați, cu condiția convenirii prealabile în mod rezonabil;
 - (ii) setările echipamentului de înregistrare a defectelor, inclusiv criteriile de pornire a înregistrării și ratele de eșantionare se stabilesc de comun acord între gestionarul instalației de producere a energiei electrice și operatorul de rețea relevant, în coordonare cu OTS relevant;
 - (iii) monitorizarea comportamentului dinamic al sistemului trebuie să includă un criteriu de pornire bazat pe oscilații, stabilit de operatorul de sistem în coordonare cu OTS relevant, cu scopul de a detecta oscilațiile cu amortizare insuficientă;
 - (iv) 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 rețea relevant și al OTS relevant 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 rețea relevant și OTS relevant;

- (c) în ceea ce privește modelele de simulare:
- (i) la solicitarea operatorului de rețea relevant sau a OTS relevant, 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 2, 3 și 4 din titlul IV, și comunică rezultatele verificării operatorului de rețea relevant sau OTS relevant. Statele membre pot impune ca o astfel de verificare să fie realizată de un organism de certificare autorizat;
 - (ii) modelele furnizate de gestionarul instalației de producere a energiei electrice trebuie să conțină următoarele sub-modele, 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 rețea relevant și gestionarul instalației de producere a energiei electrice; și
 - modelul convertorului pentru modulele generatoare din centrală;
 - (iii) solicitarea operatorului de rețea relevant menționată la punctul (i) trebuie să fie făcută în coordonare cu OTS relevant. Ea cuprinde:
 - formatul în care urmează să fie furnizate modele;
 - documentația privind structura unui model și schema electrică;
 - o estimare a capacității minime și maxime de scurtcircuit în punctul de racordare, exprimată în MVA, ca echivalent al rețelei;
 - (iv) gestionarul instalației de producere a energiei electrice furnizează înregistrări ale performanțelor unității generatoare operatorului de rețea relevant sau OTS relevant, la cerere. Operatorul de rețea relevant sau OTS relevant poate face o astfel de solicitare, în vederea comparării răspunsului acestor modele cu înregistrările;
- (d) 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 rețea relevant sau OTS relevant 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 rețea relevant sau OTS relevant și gestionarul instalației de producere a energiei electrice studiază și convin asupra soluției adecvate;
- (e) operatorul de rețea relevant stabilește, în coordonare cu OTS relevant, 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;
- (f) Legarea la pământ a punctului neutru pe partea de rețea a transformatoarelor ridicătoare de tensiune trebuie să respecte specificațiile operatorului de rețea relevant.

Articolul 16

Cerințe generale pentru unitățile generatoare de tip D

(1) În plus față de îndeplinirea cerințelor menționate la articolele 13, 14 și 15, cu excepția celor de la articolul 13 alineatul (2) litera (b), de la articolul 13 alineatele (6) și (7), de la articolul 14 alineatul (2) și de la articolul 15 alineatul (3), unitățile generatoare de tip D trebuie să îndeplinească cerințele stabilite în prezentul articol.

- (2.) Unitățile generatoare de tip D trebuie să respecte următoarele cerințe în ceea ce privește stabilitatea de tensiune:
- (a) în ceea ce privește domeniile de tensiune:
- (i) fără a aduce atingere dispozițiilor de la articolul 14 alineatul (3) litera (a) și de la alineatul (3) 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 pu pe unitate (unități relative) corespunzător duratelor indicate în tabelele 6.1 și 6.2;
 - (ii) OTS relevant 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;
 - (iii) fără a aduce atingere dispozițiilor de la punctul (i), OTS relevant din Spania poate solicita unităților generatoare să fie capabile să rămână conectate la rețea în domeniul de tensiune situat între 1,05 pu și 1,0875 pu, pentru o perioadă nelimitată;
 - (iv) 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 fiecare OTS din aceeași zonă sincronă;
 - (v) fără a aduce atingere dispozițiilor de la punctul (i), OTS relevant din zona baltică sincronă poate solicita unităților generatoare să rămână conectate la rețeaua cu 400 kV în domeniul de tensiune și de timp care se aplică în zona sincronă Europa continentală.

Tabelul 6.1

Zonă sincronă	Domeniu de tensiune	Perioadă de funcționare
Europa continentală	0,85 pu-0,90 pu	60 de minute
	0,90 pu-1,118 pu	Nelimitată
	1,118 pu-1,15 pu	A se preciza de către fiecare OTS dar nu mai puțin de 20 de minute și nu mai mult de 60 de minute
Europa de Nord	0,90 pu-1,05 pu	Nelimitată
	1,05 pu-1,10 pu	60 de minute
Regatul Unit	0,90 pu-1,10 pu	Nelimitată
Irlanda și Irlanda de Nord	0,90 pu-1,118 pu	Nelimitată
Zona baltică	0,85 pu-0,90 pu	30 de minute
	0,90 pu-1,118 pu	Nelimitată
	1,118 pu-1,15 pu	20 de 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 pu pe 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

Zonă sincronă	Domeniu de tensiune	Perioadă de funcționare
Europa continentală	0,85 pu-0,90 pu	60 de minute
	0,90 pu-1,05 pu	Nelimitată
	1,05 pu-1,10 pu	A se preciza de către fiecare OTS dar nu mai puțin de 20 de minute și nu mai mult de 60 de minute
Europa de Nord	0,90 pu-1,05 pu	Nelimitată
	1,05 pu-1,10 pu	A se preciza de către fiecare OTS dar nu mai mult de 60 de minute
Regatul Unit	0,90 pu-1,05 pu	Nelimitată
	1,05 pu-1,10 pu	15 minute
Irlanda și Irlanda de Nord	0,90 pu-1,05 pu	Nelimitată
Zona baltică	0,88 pu-0,90 pu	20 de minute
	0,90 pu-1,097 pu	Nelimitată
	1,097 pu-1,15 pu	20 de 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.

- (b) domeniile de tensiune mai extinse sau duratele mai mari de funcționare pot fi convenite între operatorul de rețea relevant și gestionarul instalației de producere a energiei electrice, în coordonare cu OTS relevant. 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;
- (c) fără a aduce atingere literei (a), operatorul de rețea relevant, în coordonare cu OTS relevant, 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 rețea relevant și gestionarul instalației de producere a energiei electrice.
- (3) Unitățile generatoare de tip D trebuie să îndeplinească următoarele cerințe de stabilitate în funcționare:
- (a) în ceea ce privește capacitatea de trecere peste defect:
- (i) 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 OTS relevant.

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 OTS relevant, 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.

De asemenea, limita inferioară este stabilită de către OTS relevant, 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;

- (ii) fiecare OTS stabilește condițiile ante- și post-defect pentru capacitatea de trecere peste defect menționată la articolul 14 alineatul (3) litera (a) punctul (iv). 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

- (b) la solicitarea unui gestionar de instalație de producere a energiei electrice, operatorul de rețea 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 articolul 14 alineatul (3) litera (a) punctul (iv) în ceea ce privește:
- (i) puterea minimă de scurtcircuit înainte de defect la fiecare punct de racordare, exprimată în MVA;
 - (ii) punctul de funcționare înainte de defect al unității generatoare, exprimat în putere activă și putere reactivă produse și tensiunea în punctul de racordare; și
 - (iii) puterea minimă de scurtcircuit post-defect la fiecare punct de racordare, exprimată în MVA;
- (c) în cazul defectelor asimetrice, capacitatea de trecere peste defect se stabilește de către fiecare OTS în parte.
- (4) Unitățile generatoare de tip D trebuie să respecte următoarele condiții generale de operare ale sistemului:
- (a) la pornirea unei unități generatoare, sincronizarea se realizează de către gestionarul instalației de producere a energiei electrice doar după aprobarea din partea operatorului de rețea relevant;
 - (b) unitatea generatoare trebuie să fie prevăzută cu echipamentele de sincronizare necesare;

- (c) sincronizarea unităților generatoare este posibilă în domeniul de frecvență prevăzut în tabelul 2;
- (d) operatorul de rețea 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:
 - (i) domeniul de tensiune;
 - (ii) domeniul de frecvență;
 - (iii) domeniul de defazaj;
 - (iv) succesiunea fazelor;
 - (v) diferența de tensiune și de frecvență.

CAPITOLUL 2

Cerințe pentru grupurile generatoare sincrone

Articolul 17

Cerințe pentru grupuri generatoare sincrone de tip B

- (1) Grupurile generatoare sincrone de tip B trebuie să îndeplinească cerințele prevăzute la articolele 13 și 14, cu excepția celor de la articolul 13 alineatul (2) litera (b).
- (2) Grupuri generatoare sincrone de tip B trebuie să respecte următoarele cerințe suplimentare în ceea ce privește stabilitatea de tensiune:
 - (a) în ceea ce privește capacitatea de putere reactivă, operatorul de rețea relevant are dreptul de a stabili capabilitatea grupurilor generatoare sincrone de furnizare a puterii reactive;
 - (b) 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.
- (3) În ceea ce privește stabilitatea în funcționare, grupuri generatoare sincrone de tip B trebuie să asigure revenirea puterii active după defect. OTS relevant trebuie să stabilească procentul și durata de revenire a puterii active.

Articolul 18

Cerințe pentru grupuri generatoare sincrone de tip C

- (1) Grupurile generatoare sincrone de tip C trebuie să îndeplinească cerințele prevăzute la articolele 13, 14, 15 și 17, cu excepția celor de la articolul 13 alineatul (2) litera (b), de la articolul 13 alineatul (6), de la articolul 14 alineatul (2) și de la articolul 17 alineatul (2) litera (a).
- (2) Grupurile generatoare sincrone de tip C trebuie să îndeplinească următoarele cerințe suplimentare în ceea ce privește stabilitatea de tensiune:
 - (a) în ceea ce privește capabilitatea de producere a puterii reactive, operatorul de rețea 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;
 - (b) în ceea ce privește capacitatea de producere de putere reactivă la capacitate maximă:
 - (i) operatorul de rețea relevant, în colaborare cu OTS relevant, trebuie să stabilească cerințele referitoare la capabilitatea de furnizare a puterii reactive la variațiile de tensiune. În acest sens, operatorul de rețea 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;

- (ii) limitele diagramei de capabilitate $U-Q/P_{\max}$ sunt stabilite de operatorul de rețea relevant, în colaborare cu OTS relevant, 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; și
 - 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

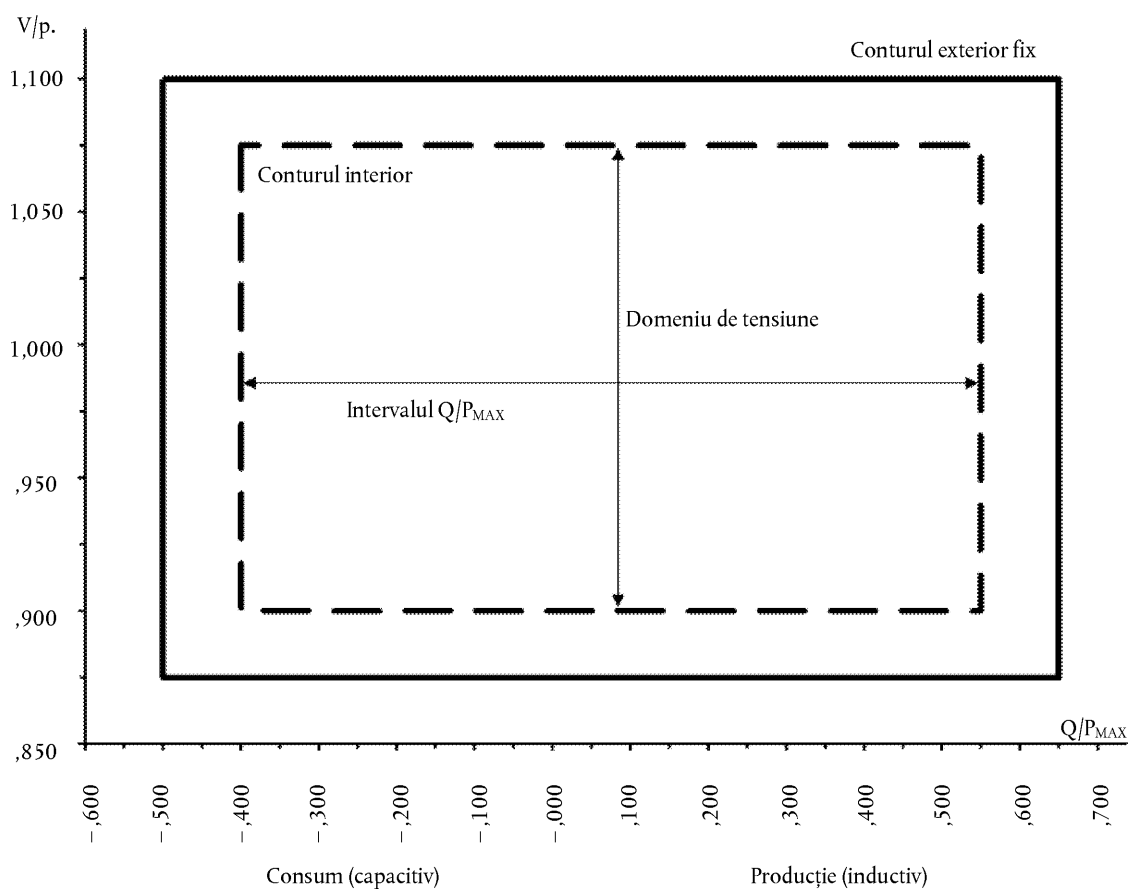


Figura reprezintă limitele diagramei $U-Q/P_{\max}$ ca dependență între tensiunea în punctul de racordare, exprimată prin raportul dintre valoarea reală și valoarea de referință $1 pu$ în unități relative, și raportul dintre puterea reactivă (Q) și capacitatea maximă (P_{\max}). Poziția, dimensiunea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

Tabelul 8

Parametrii pentru conturul interior din figura 7

Zonă sincronă	Intervalul maxim Q/P_{\max}	Domeniul maxim al tensiunii în regim permanent exprimat în unități relative pu
Europa continentală	0,95	0,225
Europa de Nord	0,95	0,150

Zonă sincronă	Intervalul maxim Q/P _{max}	Domeniul maxim al tensiunii în regim permanent exprimat în unități relative pu
Regatul Unit	0,95	0,225
Irlanda și Irlanda de Nord	1,08	0,218
Zona baltică	1,0	0,220

- (iii) 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;
- (iv) grupurile generatoare sincrone trebuie să se 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 rețea relevant;
- (c) în ceea ce privește capabilitatea puterii reactive sub capacitatea maximă, atunci grupurile generatoare sincrone atunci când funcționează la o putere activă sub capacitatea maximă ($P < P_{max}$), trebuie să fie capabile să funcționeze în orice punct al diagramei de capabilitate 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 capabilitate 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.

Articolul 19

Cerințe pentru grupuri generatoare sincrone de tip D

- (1) Grupurile generatoare sincrone de tip D trebuie să îndeplinească cerințele prevăzute la articolele 13, 14, 15, 16, 17 și 18, cu excepția celor de la articolul 13 alineatul (2) litera (b), de la articolul 13 alineatele (6) și (7), de la articolul 14 alineatul (2), de la articolul 15 alineatul (3) și de la articolul 17 alineatul (2).
- (2) Grupurile generatoare sincrone de tip D trebuie să respecte următoarele cerințe suplimentare în ceea ce privește stabilitatea de tensiune:
- (a) parametrii 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 rețea relevant, în coordonare cu OTS relevant;
- (b) acordul menționat la litera (a) 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:
- (i) 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;
- (ii) 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;
- (iii) 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;
- (iv) un limitator de curent statoric; și
- (v) o funcție de stabilizator de putere, pentru a reduce oscilațiile de putere, dacă dimensiunea grupului generator este mai mare decât capacitatea maximă stabilă de către OTS relevant.

(3) OTS 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.

CAPITOLUL 3

Cerințe pentru modulele generatoare din centrale

Articolul 20

Cerințe pentru modulele generatoare din centrala de tip B

(1) Modulele generatoare din centrale de tip B trebuie să îndeplinească cerințele prevăzute la articolele 13 și 14, cu excepția celor de la articolul 13 alineatul (2) litera (b).

(2) Modulele generatoare din centrale de tip B trebuie să îndeplinească următoarele cerințe suplimentare în ceea ce privește stabilitatea de tensiune:

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

(b) operatorul de rețea relevant, în coordonare cu OTS relevant, 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:

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

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

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

(ii) operatorul de rețea relevant, în colaborare cu OTS relevant, 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 2;

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

(c) în ceea ce privește furnizarea componentei de regim tranzitoriu a curentului de defect în cazul defectelor asimetrice monofazate sau bifazate, operatorul de rețea relevant, în colaborare cu OTS relevant, trebuie să aibă dreptul de a stabili cerințe pentru componenta asimetrică a curentului de defect.

(3) Modulele generatoare din centrală de tip B trebuie să îndeplinească următoarele cerințe suplimentare referitoare la stabilitatea în funcționare:

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

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

(ii) perioada maximă permisă pentru restabilirea puterii active; și

(iii) amplitudinea și acuratețea restabilirii puterii active;

- (b) specificațiile se fac în conformitate cu următoarele principii:
- (i) interdependența între cerințele pentru componenta de regim tranzitoriu a curentului de defect în conformitate cu alineatul (2) literele (b) și (c) și restabilirea puterii active;
 - (ii) dependența între timpul de restabilire a puterii active și durata abaterilor de tensiune;
 - (iii) limita perioadei maxime permise pentru restabilirea puterii active;
 - (iv) gradul de proporționalitate între nivelul de restabilire a tensiunii și valoarea minimă a puterii active restabilite; și
 - (v) amortizarea corespunzătoare a oscilațiilor de putere activă.

Articolul 21

Cerințe pentru modulele generatoare din centrală de tip C

- (1) Modulele generatoare din centrală de tip C trebuie să îndeplinească cerințele enumerate la articolele 13, 14, 15 și 20, cu excepția acelor de la articolul 13 alineatul (2) litera (b), de la articolul 13 alineatul (6), de la articolul 14 alineatul (2) și de la articolul 20 alineatul (2) litera (a), cu excepția cazului în care se menționează altfel la alineatul (3) litera (d) punctul (v).
- (2) Modulele generatoare din centrală de tip C trebuie să îndeplinească următoarele cerințe suplimentare în ceea ce privește stabilitatea de frecvență:
- (a) OTS relevant are dreptul de a preciza că modulele generatoare din centrală trebuie să fie capabile să furnizeze inerție artificială în timpul unor abateri foarte rapide de la frecvență;
 - (b) principiul de funcționare a sistemelor de reglaj instalate pentru a furniza inerție artificială și parametrii de performanță aferenți trebuie stabiliți de către OTS relevant.
- (3) Modulele generatoare din centrală de tip C trebuie să îndeplinească următoarele cerințe suplimentare în ceea ce privește stabilitatea de tensiune:
- (a) în ceea ce privește capacitatea de furnizare a puterii reactive, operatorul de rețea 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 modului 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;
 - (b) în ceea ce privește capacitatea de producere de putere reactivă la capacitate maximă:
 - (i) operatorul de rețea relevant, în colaborare cu OTS relevant, trebuie să stabilească cerințele referitoare la capacitatea de furnizare a puterii reactive la variațiile de tensiune. În acest sens, acesta stabilește un conturul 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;
 - (ii) diagrama $U-Q/P_{\max}$ este stabilită de operatorul de rețea relevant, în colaborare cu OTS relevant, 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 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; și
 - 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

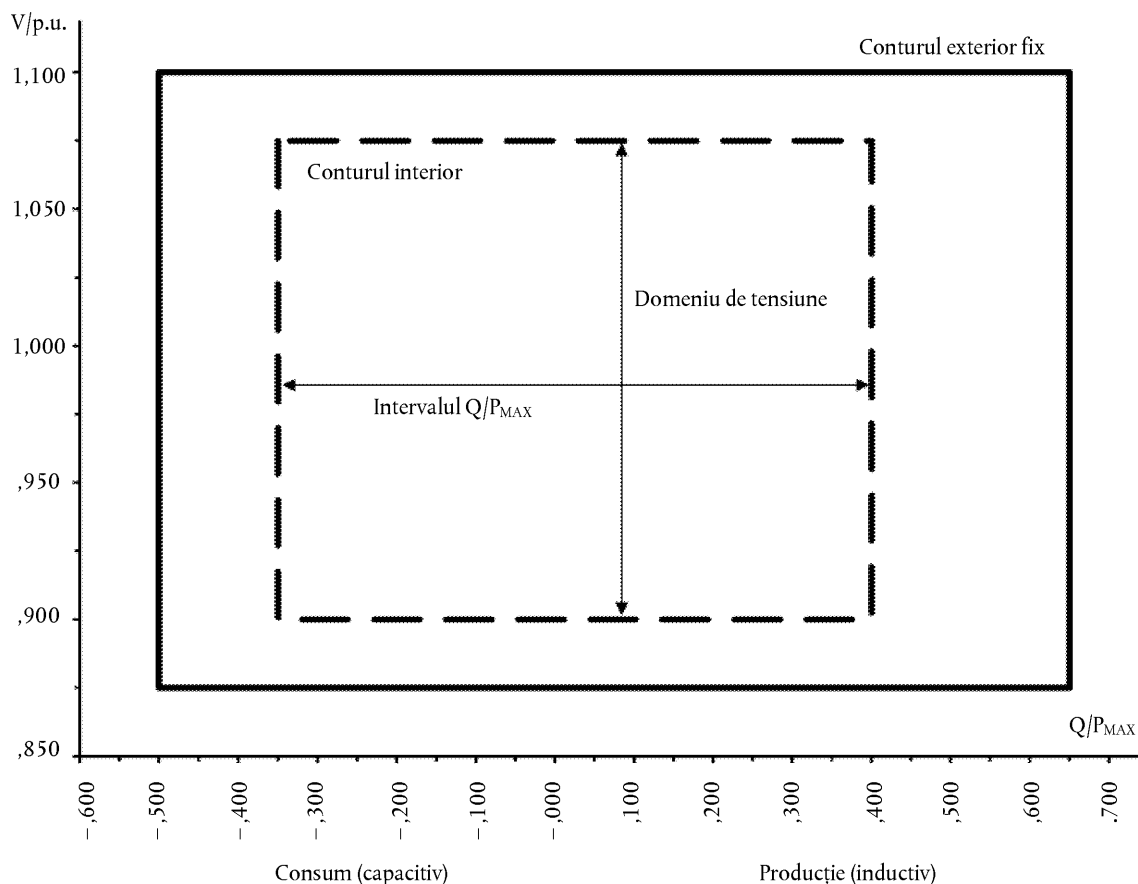
Diagrama U-Q/P_{max} a unui modul generator din centrală

Figura reprezintă limitele diagrafei 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

Zonă sincronă	Intervalul maxim Q/P _{max}	Domeniul maxim al tensiunii în regim permanent exprimat în unități relative pu
Europa continentală	0,75	0,225
Europa de Nord	0,95	0,150
Regatul Unit	0,66	0,225
Irlanda și Irlanda de Nord	0,66	0,218
Zona baltică	0,80	0,220

- (iii) 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;

- (c) în ceea ce privește capacitatea de producere de putere reactivă sub capacitatea maximă:
- (i) operatorul de rețea relevant, în colaborare cu OTS relevant, 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;
 - (ii) limitele diagramei de capacitate $P-Q/P_{\max}$ sunt stabilite de fiecare operator de rețea relevant, în colaborare cu OTS relevant, în conformitate cu următoarele 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 capacitatea de producere de putere reactivă la putere activă zero; și
 - poziția conturului diagramei $P-Q/P_{\max}$ trebuie să se încadreze în conturul exterior fix din figura 9;
 - (iii) 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

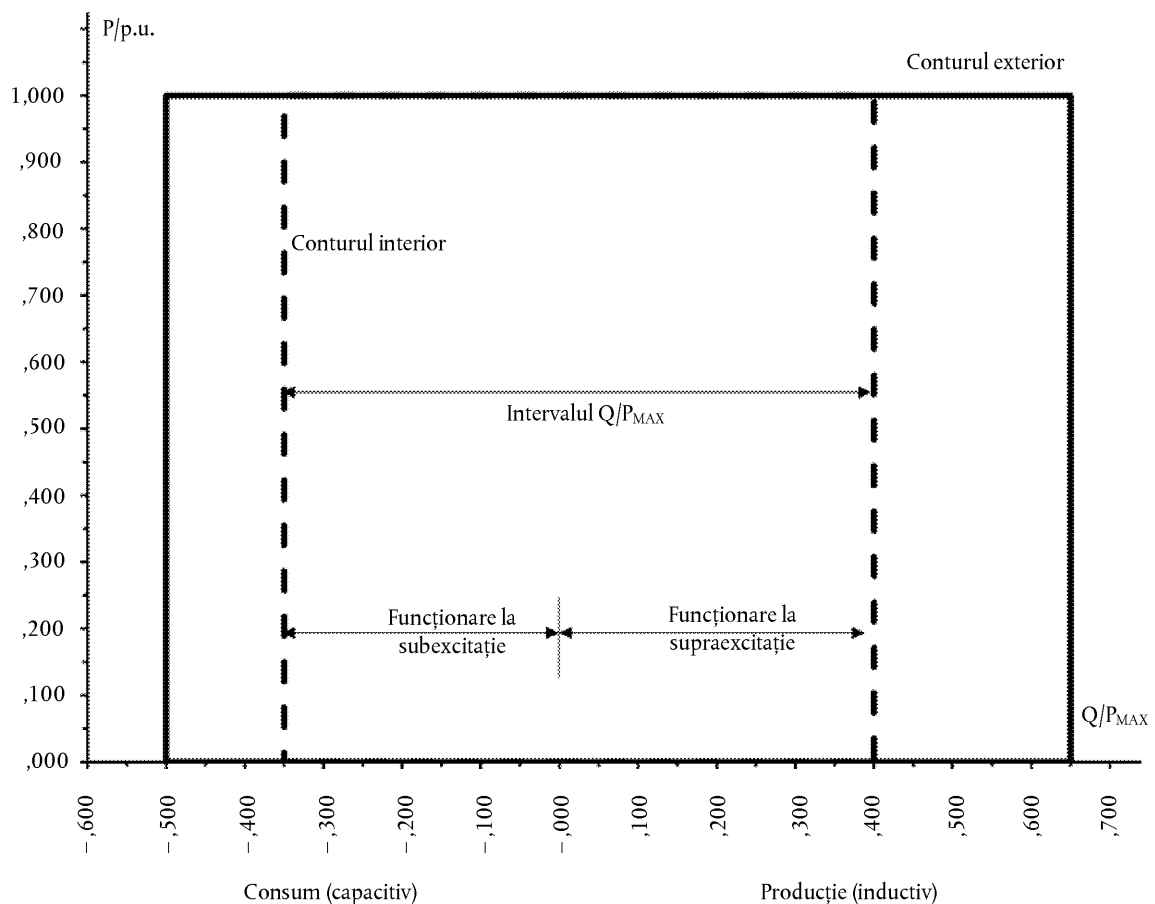


Figura reprezintă limitele diagramei $P-Q/P_{\max}$ ca dependență între puterea activă în punctul de racordare, exprimată prin raportul dintre valoarea reală și capacitatea maximă în unități relative, și raportul dintre puterea reactivă (Q) și capacitatea maximă (P_{\max}). Poziția, dimensiunea și forma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

- (iv) 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 rețea relevant;
- (d) în ceea ce privește modurile de comandă a puterii reactive:
- (i) 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;
- (ii) 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;
- (iii) 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 %;
- (iv) 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 rețea 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 rețea 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 rețea relevant stabilește specificațiile pentru intervalele de timp;
- (v) 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 la articolul 20 alineatul (2) litera (a) și la articolul 21 alineatul (3) literele (a) și (b), 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;
- (vi) 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 rețea relevant în conformitate cu articolul 20 alineatul (2) litera (a) sau cu articolul 21 alineatul (3) literele (a) și (b), cu un factor de putere preconizat în pași care nu depășesc 0,01. Operatorul de rețea 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 modului generator din centrală;
- (vii) operatorul de rețea relevant, în cooperare cu OTS relevant și cu gestionarul modului 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;
- (e) în ceea ce privește ierarhizarea contribuției puterii active sau reactive, OTS relevant 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;
- (f) în ceea ce privește amortizarea oscilațiilor de putere, dacă acest lucru este specificat de către OTS relevant, 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.

Articolul 22

Cerințe pentru modulele generatoare din centrală de tip D

Modulele generatoare din centrală de tip D trebuie să îndeplinească cerințele enumerate la articolele 13, 14, 15, 16, 20 și 21, cu excepția celor de la articolul 13 alineatul (2) litera (b), de la articolul 13 alineatele (6) și (7), de la articolul 14 alineatul (2), de la articolul 15 alineatul (3) și de la articolul 20 alineatul (2) litera (a).

CAPITOLUL 4

Cerințe pentru modulele generatoare offshore

Articolul 23

Dispoziții generale

- (1) Cerințele stabilite în prezentul capitol se aplică racordării la rețea a modulelor generatoare offshore conectate în curent alternativ (C.A.). Un modul generator offshore conectat la curent alternativ, care nu are un punct de racordare offshore, este considerat ca fiind un modul generator terestru și, prin urmare, trebuie să îndeplinească cerințele care reglementează modulele generatoare terestre.
- (2) Punctul de racordare offshore al unui modul generator offshore conectat în curent alternativ este stabilit de operatorul de rețea relevant.
- (3) Modulele generatoare offshore conectate în curent alternativ care se încadrează în domeniul de aplicare al prezentului regulament trebuie să fie clasificate în conformitate cu următoarele sisteme de configurații de racordare la rețeaua offshore:
- (a) configurația 1: racordare în curent alternativ într-un unic punct terestru de interconectare, prin care unul sau mai multe module generatoare offshore care sunt interconectate offshore într-un sistem de curent alternativ offshore sunt conectate la sistemul terestru;
- (b) configurația 2: Conexiunile de curent alternativ la o rețea buclată prin care o serie de module generatoare offshore sunt interconectate offshore pentru a forma un sistem de curent alternativ offshore, iar sistemul de curent alternativ offshore este conectat la sistemul terestru în două sau mai multe puncte de interconectare a rețelei terestre.

Articolul 24

Cerințe de stabilitate de frecvență aplicabile modulelor generatoare offshore conectate în curent alternativ

Cerințele de stabilitate de frecvență prevăzute la articolul 13 alineatele (1)-(5), la articolul 15 alineatul (2) și la articolul 21 alineatul (2), cu excepția celor de la articolul 13 alineatul (2) litera (b), se aplică oricărui modul generator offshore conectat în curent alternativ.

Articolul 25

Cerințe de stabilitate de tensiune aplicabile modulelor generatoare offshore conectate în curent alternativ

- (1) Fără a aduce atingere dispozițiilor de la articolul 14 alineatul (3) litera (a) și de la articolul 16 alineatul (3) litera (a), un modul generator offshore conectat în curent alternativ trebuie să poată rămâne conectat la rețea și să funcționeze în domeniul de tensiune al rețelei în punctul de racordare, exprimate prin tensiunea în punctul de racordare față de tensiunea de referință 1 pu, și pe duratele indicate în tabelul 10.
- (2) Fără a aduce atingere dispozițiilor de la alineatul (1), OTS relevant din Spania poate solicita modulelor generatoare offshore racordate la curent alternativ să rămână conectate la rețea în domeniul de tensiune situat între 1,05 pu și 1,0875 pu, pentru o perioadă nelimitată.
- (3) În pofida dispozițiilor de la alineatul (1), OTS relevanți din zona baltică sincronă pot solicita modulelor generatoare din centrală să rămână conectate la rețeaua cu tensiune nominală de 400 kV în domeniul de tensiune și de timp care se aplică în zona sincronă Europa continentală.

Tabelul 10

Zonă sincronă	Domeniu de tensiune	Perioadă de funcționare
Europa continentală	0,85 pu-0,90 pu	60 de minute
	0,9 pu-1,118 pu (*)	Nelimitată
	1,118 pu-1,15 pu (*)	A se preciza de către fiecare OTS dar nu mai puțin de 20 de minute și nu mai mult de 60 de minute
	0,90 pu-1,05 pu (**)	Nelimitată
	1,05 pu-1,10 pu (**)	A se preciza de către fiecare OTS dar nu mai puțin de 20 de minute și nu mai mult de 60 de minute
Europa de Nord	0,90 pu-1,05 pu	Nelimitată
	1,05 pu-1,10 pu (*)	60 de minute
	1,05 pu-1,10 pu (**)	A se preciza de către fiecare OTS dar nu mai mult de 60 de minute
Regatul Unit	0,90 pu-1,10 pu (*)	Nelimitată
	0,90 pu-1,05 pu (**)	Nelimitată
	1,05 pu-1,10 pu (**)	15 minute
Irlanda și Irlanda de Nord	0,90 pu-1,10 pu	Nelimitată
Zona baltică	0,85 pu-0,90 pu (*)	30 de minute
	0,90 pu-1,118 pu (*)	Nelimitată
	1,118 pu-1,15 pu (*)	20 de minute
	0,88 pu-0,90 pu (**)	20 de minute
	0,90 pu-1,097 pu (**)	Nelimitată
	1,097 pu-1,15 pu (**)	20 de minute

(*) Tensiunea de referință pentru valorile pu este mai mică de 300 kV.

(**) Tensiunea de referință pentru valorile pu este între 300 kV și 400 kV.

Tabelul indică perioada minimă pe parcursul căreia un modul generator offshore conectat în curent alternativ trebuie să fie capabil să funcționeze în diferite domenii de tensiune care se abat de la valoarea de referință 1 pu, fără a se deconecta.

(4) Cerințele de stabilitate de tensiune stabilite la articolul 20 alineatul (2) literele (b) și (c), precum și la articolul 21 alineatul (3) se aplică oricărui modul generator offshore conectat în curent alternativ.

(5) Capabilitatea puterii reactive la capacitatea maximă prevăzută la articolul 21 alineatul (3) litera (b) se aplică modulelor generatoare offshore conectate în curent alternativ, cu excepția situațiilor din tabelul 9. În schimb, se aplică cerințele din tabelul 11.

Tabelul 11

Parametri pentru figura 8

Zonă sincronă	Intervalul maxim Q/P_{\max}	Domeniul maxim al tensiunii în regim permanent exprimat în unități relative pu
Europa continentală	0,75	0,225
Europa de Nord	0,95	0,150
Regatul Unit	0 (*) 0,33 (**)	0,225
Irlanda și Irlanda de Nord	0,66	0,218
Zona baltică	0,8	0,22

(*) La punctul de racordare offshore pentru configurația 1.

(**) La punctul de racordare offshore pentru configurația 2.

Articolul 26**Cerințe de stabilitate în funcționare aplicabile modulelor generatoare offshore conectate în curent alternativ**

(1) Cerințele de stabilitate în funcționare pentru unitățile generatoare stabilite la articolul 15 alineatul (4) și la articolul 20 alineatul (3) se aplică modulelor generatoare offshore conectate în curent alternativ.

(2) Cerințele de capacitate de trecere peste defect stabilite la articolul 14 alineatul (3) litera (a) și la articolul 16 alineatul (3) litera (a) se aplică modulelor generatoare offshore conectate în curent alternativ.

Articolul 27**Cerințe de restabilire a sistemului aplicabile modulelor generatoare offshore conectate în curent alternativ**

Cerințele de restabilire a sistemului stabilite la articolul 14 alineatul (4) și la articolul 15 alineatul (5) se aplică modulelor generatoare offshore conectate în curent alternativ.

Articolul 28**Cerințe generale de gestionare a sistemului aplicabile modulelor generatoare offshore conectate în curent alternativ**

Cerințele generale de gestionare a sistemului stabilite la articolul 14 alineatul (5), la articolul 15 alineatul (6) și la articolul 16 alineatul (4) se aplică modulelor generatoare offshore conectate în curent alternativ.

TITLUL III

PROCEDURA DE NOTIFICARE PENTRU RACORDARE

CAPITOLUL 1

Racordarea noilor unități generatoare**Articolul 29****Dispoziții generale**

(1) Gestionarul instalației de producere a energiei electrice trebuie să demonstreze operatorului de rețea relevant că a respectat cerințele prevăzute la titlul II din prezentul regulament prin completarea cu succes a procedurii de notificare pentru racordarea fiecărei unități generatoare descrise la articolele 30-37.

- (2) Operatorul de rețea relevant trebuie să clarifice și să pună la dispoziția publicului detaliile procedurii de notificare.

Articolul 30

Notificarea pentru unitățile generatoare de tip A

(1) 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 rețea 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 rețea relevant se asigură că informațiile necesare pot fi transmise de către terți în numele gestionarului instalației de producere a energiei electrice.

(2) Operatorul de rețea relevant stabilește conținutul documentului instalației, care conține cel puțin următoarele informații:

- (a) locul în care se face racordul;
- (b) data racordării;
- (c) capacitatea maximă a instalației în kW;
- (d) tipul sursei de energie primară;
- (e) clasificarea unității generatoare ca tehnologie emergentă, în conformitate cu titlul VI din prezentul regulament;
- (f) trimitere la certificatele pentru echipamente, eliberate de un organism de certificare autorizat, utilizate pentru echipamentele aflate în instalația din situl respectiv;
- (g) 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 rețea relevant; și
- (h) datele de contact ale gestionarului instalației de producere a energiei electrice și ale instalatorului și semnăturile acestora.

(3) Gestionarul instalației de producere a energiei electrice se asigură că operatorul de rețea relevant sau autoritatea competentă a statului membru este informată cu privire la retragerea definitivă din exploatare a unei unități generatoare, în conformitate cu legislația națională.

Operatorul de rețea relevant se asigură că o astfel de notificare poate fi făcută de către terți, inclusiv de către agregatori.

Articolul 31

Notificarea pentru unitățile generatoare de tip B, C și D

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

Articolul 32

Procedura pentru unitățile generatoare de tip B și C

(1) În scopul notificării pentru conectarea fiecărei unități generatoare noi de tip B și C, gestionarul instalației de producere a energiei electrice transmite operatorului de rețea relevant documentul unității generatoare („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.

(2) Formatul DUG și informațiile care trebuie să fie incluse în acesta se stabilesc de către operatorul de rețea relevant. Operatorul de rețea relevant are dreptul de a solicita gestionarului instalației de producere a energiei electrice să includă în DUG următoarele:

- (a) dovada unui acord privind schemele de protecții aplicabili la punctul de racordare dintre operatorul de rețea relevant și gestionarul instalației de producere a energiei electrice;
- (b) o declarație de conformitate detaliată pe puncte;

- (c) date tehnice detaliate ale unității generatoare, cu relevanță pentru racordarea la rețea, așa cum se prevede de către operatorul de rețea relevant;
 - (d) 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;
 - (e) pentru unitățile generatoare de tip C, modelele matematice utilizate în simulare în temeiul articolului 15 alineatul (6) litera (c);
 - (f) rapoarte de testare a conformității care demonstrează performanța în regim permanent și dinamic în conformitate cu capitolele 2, 3 și 4 din titlul IV, inclusiv utilizarea valorilor reale măsurate în timpul testelor, la nivelul de detaliu solicitat de operatorul de rețea relevant; și
 - (g) studii care demonstrează performanța în regim permanent și dinamic în conformitate cu capitolele 5, 6 și 7 din titlul IV, la nivelul de detaliu solicitat de operatorul de rețea relevant.
- (3) La acceptarea unui DUG complet și corespunzător cerințelor, operatorul de rețea relevant emite o notificare de funcționare finală gestionarului instalației de producere a energiei electrice.
- (4) Gestionarul instalației de producere a energiei electrice anunță operatorul de rețea relevant sau autoritatea competentă a statului membru cu privire la retragerea definitivă din exploatare a unei unități generatoare, în conformitate cu legislația națională.
- (5) Acolo unde este cazul, operatorul de rețea 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.
- (6) Statele membre pot să prevadă că DUG poate fi emis de un organism de certificare autorizat.

Articolul 33

Procedura pentru unitățile generatoare de tip D

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

- (a) notificarea de punere sub tensiune (NPT);
- (b) notificarea de funcționare provizorie (NFP); și
- (c) notificarea de funcționare finală (NFF).

Articolul 34

Notificarea de punere sub tensiune pentru unitățile generatoare de tip D

- (1) 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.
- (2) Operatorul de rețea relevant emite o NPT la finalizarea acțiunilor pregătitoare acordul privind schemele de protecție și setările aferente aplicabili la punctul de racordare dintre operatorul de rețea relevant și gestionarul instalației de producere a energiei electrice.

Articolul 35

Notificarea de funcționare provizorie pentru unitățile generatoare de tip D

- (1) O NFP conferă gestionarului instalației de producere a energiei electrice dreptul de a opera o unitate generatoare și de a genera energie prin utilizarea racordului la rețea pentru o perioadă limitată de timp.
- (2) Operatorul de rețea relevant emite o NFP aferentă finalizării procesului de analiză a datelor și a studiilor, în conformitate cu prezentul articol.
- (3) În ceea ce privește analiza datelor și studiilor, operatorul de rețea relevant are dreptul de a solicita gestionarului instalației de producere a energiei electrice să-i furnizeze următoarele:
- (a) o declarație de conformitate detaliată pe puncte;
 - (b) date tehnice detaliate ale unității generatoare, cu relevanță pentru racordarea la rețea, așa cum prevede operatorul de rețea relevant;

- (c) 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;
 - (d) modele de simulare, în temeiul articolului 15 alineatul (6) litera (c) și solicitate de operatorul de rețea relevant;
 - (e) studii care demonstrează performanțele preconizate în regim permanent și dinamic, astfel cum se prevede la capitolul 5, 6 sau 7 din titlul IV; și
 - (f) detalii privind testele de conformitate preconizate, în conformitate cu capitolele 2, 3 și 4 din titlul IV.
- (4) Perioada maximă pe parcursul căreia gestionarul instalației de producere a energiei electrice poate menține statutul de NFP este de 24 de luni. Operatorul de rețea 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.
- (5) O prelungire a perioadei în care gestionarul instalației de producție a energiei electrice poate menține statutul de NFP, dincolo de perioada stabilită la alineatul (4), poate fi acordată în cazul în care operatorului de rețea relevant i se adresează o cerere de derogare înainte de expirarea perioadei respective, în conformitate cu procedura de derogare prevăzută la articolul 60.

Articolul 36

Notificarea de funcționare finală pentru unitățile generatoare de tip D

- (1) O NFF conferă gestionarului instalației de producere a energiei electrice dreptul de a opera o unitate generatoare prin utilizarea racordului la rețea.
- (2) Operatorul de rețea 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 prezentul articol.
- (3) În scopul analizei datelor și studiilor, gestionarul instalației de producere a energiei electrice trebuie să transmită operatorului de rețea relevant următoarele:
- (a) o declarație de conformitate detaliată pe puncte; și
 - (b) o actualizare a datelor tehnice aplicabile, a modelelor de simulare și a studiilor menționate la articolul 35 alineatul (3) literele (b), (d) și (e), inclusiv utilizarea valorilor reale măsurate în timpul testelor.
- (4) Dacă se identifică o incompatibilitate în legătură cu emiterea NFF, poate fi acordată o derogare, în urma unei cereri adresate operatorului de rețea relevant, în conformitate cu procedura de derogare descrisă la titlul V. NFF se emite de către operatorul de rețea relevant dacă unitatea generatoare respectă dispozițiile derogării.

În cazul în care cererea de derogare este respinsă, operatorul de rețea 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 rețea relevant remediază incompatibilitatea și operatorul de rețea relevant consideră că unitatea generatoare este în conformitate cu dispozițiile prezentului regulament.

Dacă operatorul de rețea 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 autorității de reglementare.

Articolul 37

Notificarea de funcționare limitată pentru unitățile generatoare de tip D

- (1) Gestionarii instalațiilor generatoare a energiei electrice cărora li s-a acordat o NFF informează imediat operatorul de rețea relevant dacă apar următoarele situații:
- (a) instalația face temporar obiectul unei modificări semnificative sau al unei pierderi de capacitate care îi afectează performanța; sau
 - (b) defecțiuni ale echipamentelor care conduc la nerespectarea unor cerințe relevante.

- (2) Gestionarul instalației de producere a energiei electrice solicită operatorului de rețea relevant o NFL dacă preconizează în mod rezonabil că situațiile descrise la alineatul (1) durează mai mult de trei luni.
- (3) Operatorul de rețea relevant emite o NFL care conține următoarele informații, clar identificabile:
- (a) problemele neremediate care justifică acordarea NFL;
 - (b) responsabilitățile și calendarul pentru soluționarea avută în vedere; și
 - (c) 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 rețea relevant care demonstrează că au fost înregistrate progrese substanțiale în vederea realizării conformității integrale.
- (4) NFF se suspendă în perioada de valabilitate a NFL referitor la aspectele pentru care a fost emisă NFL.
- (5) O nouă prelungire a perioadei de valabilitate a NFL poate fi acordată în urma unei cereri de derogare adresate operatorului de rețea relevant înainte de expirarea perioadei respective, în conformitate cu procedura de derogare descrisă la titlul V.
- (6) Operatorul de rețea relevant are dreptul de a refuza să permită funcționarea unității generatoare la încetarea valabilității NFL. În astfel de cazuri, NFF se anulează automat.
- (7) În cazul în care operatorul de rețea relevant nu acordă o prelungire a perioadei de valabilitate a NFL în conformitate cu alineatul (5) sau în cazul în care acesta refuză să permită funcționarea unității generatoare după ce NFL își încetează valabilitatea în conformitate cu alineatul (6), gestionarul instalației de producere a energiei electrice poate înainta o solicitare spre soluționare autorității de reglementare în termen de șase luni de la notificarea deciziei operatorului de rețea relevant.

CAPITOLUL 2

Analiza cost-beneficiu

Articolul 38

Identificarea costurilor și beneficiilor aplicării cerințelor la unitățile generatoare existente

- (1) Înainte de aplicarea oricărei cerințe prevăzute în prezentul regulament la unitățile generatoare existente în conformitate cu articolul 4 alineatul (3), OTS relevant 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. OTS relevant poate să întreprindă o analiză cantitativă cost-beneficiu, în conformitate cu alineatele (2)-(5), 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, OTS relevant nu poate continua.
- (2) În urma unei evaluări pregătitoare efectuate conform alineatului (1), OTS relevant trebuie să efectueze o analiză cantitativă cost-beneficiu a oricărei cerințe care este avută în vedere pentru aplicarea la unitățile generatoare existente și care, în urma etapei pregătitoare în conformitate cu alineatul (1), a demonstrat că poate aduce beneficii.
- (3) În termen de trei luni de la finalizarea analizei cost-beneficiu, OTS relevant rezumă constatările într-un raport care:
- (a) include analiza cost-beneficiu și o recomandare cu privire la metoda care trebuie abordată;
 - (b) include o propunere pentru o perioadă de tranziție în ceea ce privește aplicarea cerinței la unitățile generatoare existente. Această perioadă de tranziție nu trebuie să fie mai mare de doi ani, cu începere de la data deciziei autorității de reglementare sau, după caz, a statului membru cu privire la aplicabilitatea cerinței;
 - (c) este supus consultării publice în conformitate cu articolul 10.

- (4) Nu mai târziu de șase luni după terminarea consultării publice, OTS relevant pregătește un raport în care explică rezultatele consultării și face o propunere privind aplicabilitatea cerinței avute în vedere pentru unitățile generatoare existente. Raportul și propunerea se transmit autorității de reglementare sau, după caz, statului membru, iar gestionarul instalației de producere a energiei electrice sau, după caz, terțul este informat cu privire la cuprinsul acestora.
- (5) Propunerea făcută de către OTS relevant autorității de reglementare sau, după caz, statului membru în temeiul alineatului (4) include următoarele elemente:
- (a) o procedură de notificare pentru a demonstra implementarea acestor cerințe de către gestionarul instalației de producere existente;
 - (b) o perioadă de tranziție pentru implementarea cerințelor care trebuie să țină seama de categoria unităților generatoare, după cum se prevede la articolul 5 alineatul (2) și la articolul 23 alineatul (3) și de orice obstacole în calea implementării eficiente a modificării/retehnologizării echipamentelor.

Articolul 39

Principiile analizei cost-beneficiu

- (1) Gestionarii instalațiilor de producere și operatorii de distribuție sprijină și contribuie la analiza cost-beneficiu efectuată în conformitate cu articolele 38 și 63 și furnizează datele solicitate de către operatorul de rețea sau OTS relevant, în termen de trei luni de la primirea solicitării, cu excepția cazului în care se convine altfel de către OTS relevant. Pentru pregătirea unei analize cost-beneficiu de către un gestionar sau potențial gestionar de instalație de producere a energiei electrice care evaluează o posibilă derogare în temeiul articolului 62, OTS relevant și operatorii de distribuție sprijină și contribuie la analiza cost-beneficiu și furnizează datele solicitate de gestionarul sau potențialul gestionar al instalației de producere, 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.
- (2) Analiza cost-beneficiu se face în conformitate cu următoarele principii:
- (a) OTS relevant, operatorul de rețea relevant, gestionarul instalației de producere a energiei electrice sau potențialii gestionari de instalații de producere a energiei electrice trebuie să își întemeieze analiza cost-beneficiu pe unul sau mai multe dintre următoarele principii de calcul:
 - (i) valoarea actualizată netă;
 - (ii) rentabilitatea investiției;
 - (iii) rata rentabilității;
 - (iv) durata de recuperare a investiției;
 - (b) OTS relevant, operatorul de rețea relevant, gestionarul instalației de producere a energiei electrice sau potențialii gestionari de instalații de producere a energiei electrice trebuie, de asemenea, să cuantifice beneficiile socio-economice în ceea ce privește îmbunătățirea siguranței în alimentare și include cel puțin:
 - (i) reducerea aferentă a probabilității de pierdere a furnizării pe durata modificării;
 - (ii) amploarea și durata probabilă a unor astfel de pierderi de producție;
 - (iii) costul societal al fiecărei ore în care se produc astfel de pierderi de producție;
 - (c) OTS relevant, operatorul de rețea relevant, gestionarul instalației de producere a energiei electrice sau potențialii gestionari de instalații de producere a energiei electrice trebuie să cuantifice beneficiile pe piața internă a energiei electrice, pentru comerțul transfrontalier și pentru integrarea energiilor din surse regenerabile, inclusiv:
 - (i) răspunsul la abaterile de frecvență ale puterii active;
 - (ii) rezervele de echilibrare;

- (iii) furnizarea de putere reactivă;
 - (iv) managementul congestiilor;
 - (v) măsuri de apărare;
- (d) OTS relevant trebuie să cuantifice costurile aplicării normelor necesare la unitățile generatoare existente, incluzând cel puțin:
- (i) costurile directe ocazionate de implementarea unei cerințe;
 - (ii) costurile asociate atribuite pierderii oportunității; și
 - (iii) costurile aferente modificărilor în operare și mentenanță.

TITLUL IV

CONFORMITATE

CAPITOLUL 1

Monitorizarea conformității

Articolul 40

Responsabilitatea gestionarului instalației de producere a energiei electrice

- (1) Gestionarul instalației de producere a energiei electrice se asigură că fiecare unitate generatoare este conformă cu cerințele aplicabile în temeiul prezentului regulament, 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 eliberate în conformitate cu Regulamentul (CE) nr. 765/2008.
- (2) Gestionarul instalației de producere a energiei electrice transmite operatorului de rețea relevant orice modificări planificate ale capacităților tehnice ale unității generatoare care pot afecta conformitatea acesteia cu cerințele aplicabile în temeiul prezentului regulament, înainte de inițierea modificărilor respective.
- (3) Gestionarul instalației de producere notifică operatorului de rețea relevant orice incidente sau deficiențe de funcționare ale unei unități generatoare care afectează conformitatea acesteia cu cerințele prezentului regulament, fără întârzieri nejustificate, după apariția acestor incidente.
- (4) Gestionarul instalației de producere notifică operatorului de rețea relevant calendarul testelor și procedurile care trebuie urmate pentru a verifica conformitatea unității generatoare cu cerințele prezentului regulament, în timp util și înainte de începerea acestora. Operatorul de rețea relevant aprobă în prealabil calendarul testelor și procedurile. Operatorul de rețea relevant acordă în timp util această aprobare care nu poate fi refuzată în mod nejustificat.
- (5) Operatorul de rețea relevant poate participa la aceste teste și poate înregistra performanțele unităților generatoare.

Articolul 41

Sarcinile operatorului de rețea relevant

- (1) Operatorul de rețea relevant trebuie să evalueze conformitatea unei unități generatoare cu cerințele aplicabile în conformitate cu prezentul regulament, 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 rețea relevant se poate baza pe certificatele pentru echipamente eliberate de un organism de certificare autorizat pentru această evaluare.

- (2) Operatorul de rețea 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 regulament.

Gestionarul instalației de producere a energiei electrice este informat cu privire la rezultatul acestor teste de conformitate și simulări.

- (3) Operatorul de rețea 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:
- (a) toate documentele și certificatele care urmează a fi furnizate de către gestionarul instalației de producere a energiei electrice;
 - (b) date tehnice detaliate ale unității generatoare, cu relevanță pentru racordarea la rețea;
 - (c) cerințe de modelare pentru studiile de sistem de regim permanent și de regim dinamic;
 - (d) termenele pentru furnizarea informațiilor de sistem necesare pentru efectuarea studiilor;
 - (e) 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 capitolele 5 și 6 din titlul IV;
 - (f) condițiile și procedurile, inclusiv domeniul de aplicare, pentru înregistrarea certificatelor pentru echipamente; și
 - (g) 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.
- (4) Operatorul de rețea relevant publică alocarea responsabilităților între gestionarul instalației de producere a energiei electrice și operatorul de rețea în ceea ce privește testele de conformitate, simulările și monitorizarea.
- (5) Operatorul de rețea relevant poate delega unor terți, total sau parțial, exercitarea activității sale de monitorizare a conformității. În astfel de cazuri, operatorul de rețea relevant trebuie să continue să asigure conformitatea cu articolul 12, inclusiv prin angajamente de confidențialitate încheiate cu cesionarul.
- (6) Dacă încercările de conformitate sau simulările nu pot fi executate astfel cum s-a convenit între operatorul de rețea relevant și gestionarul instalației de producere a energiei electrice din motive ce pot fi atribuite operatorului de rețea relevant, atunci acesta din urmă nu va refuza în mod nerezonabil notificarea menționată la titlul III.

Articolul 42

Dispoziții comune pentru testele de conformitate

- (1) Testarea performanțelor unităților generatoare individuale dintr-o instalație de producere a energiei electrice urmărește să demonstreze că cerințele prezentului regulament au fost respectate.
- (2) Fără a aduce atingere cerințelor minime pentru efectuarea testelor de conformitate stabilite în prezentul regulament, operatorul de rețea relevant are următoarele drepturi:
- (a) 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 regulament;
 - (b) să solicite gestionarului instalației de producere a energiei electrice să efectueze teste suplimentare sau alternative în cazurile în care informațiile furnizate operatorului de rețea relevant în ceea ce privește testele de conformitate în temeiul dispozițiilor de la capitolul 2, 3 sau 4 din titlul IV nu sunt suficiente pentru a demonstra conformitatea cu cerințele prezentului regulament; și
 - (c) 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 rețea relevant și gestionarul instalației de producere a energiei electrice convin cu privire la tipurile de combustibil care trebuie folosite la teste.
- (3) Gestionarul instalației de producere a energiei electrice este responsabil de efectuarea testelor în conformitate cu condițiile prevăzute la capitolele 2-4 din titlul IV. Operatorul de rețea relevant cooperează și nu întârzie nejustificat efectuarea testelor.

(4) Operatorul de rețea relevant poate participa la verificarea conformității fie la fața locului, fie de la distanță, de la centrul de comandă al operatorului de rețea. 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 rețea relevant trebuie să fie furnizate dacă, pentru anumite teste, operatorul de rețea dorește să utilizeze propriile echipamente pentru înregistrarea performanțelor. Operatorul de rețea relevant este singurul în măsură să decidă cu privire la participarea sa.

Articolul 43

Dispoziții comune pentru simulările de conformitate

- (1) Simularea performanțelor unităților generatoare individuale dintr-o instalație de producere a energiei electrice urmărește să demonstreze că cerințele prezentului regulament au fost îndeplinite.
- (2) În pofida cerințelor minime stabilite în prezentul regulament pentru simularea conformității, operatorul de rețea relevant poate:
- (a) 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 regulament sau cu legislația națională; și
 - (b) să solicite gestionarului instalației de producere a energiei electrice să efectueze simulări suplimentare sau alternative în cazurile în care informațiile furnizate operatorului de rețea relevant în ceea ce privește simularea conformității în temeiul dispozițiilor de la capitolul 5, 6 sau 7 din titlul IV nu sunt suficiente pentru a demonstra conformitatea cu cerințele prezentului regulament.
- (3) Pentru a demonstra conformitatea cu dispozițiile prezentului regulament, 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 la articolul 15 alineatul (6) litera (c).
- (4) Operatorul de rețea relevant are dreptul de a verifica dacă unitatea generatoare respectă cerințele prezentului regulament, 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.
- (5) Operatorul de rețea 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 capitolele 5, 6 și 7 din titlul IV.

CAPITOLUL 2

Teste de conformitate pentru grupurile generatoare sincrone

Articolul 44

Teste de conformitate pentru grupuri generatoare sincrone de tip B

- (1) 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 ca să demonstreze conformitatea cu cerințele relevante. Într-un astfel de caz, certificatele pentru echipamente sunt puse la dispoziția operatorului de rețea relevant.

- (2) Se aplică următoarele cerințe privind testarea răspunsului RFA-CR:
- (a) 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;

- (b) 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 de frecvenței vor fi introduse simultan în regulatorul de viteză și în regulatorul de putere activă din sistemele de reglaj, luând în considerare schema acestora;
- (c) testul se consideră reușit dacă sunt îndeplinite următoarele condiții:
 - (i) rezultatele testelor, în ceea ce privește parametrii statici și dinamici, întrunesc cerințele prevăzute la articolul 13 alineatul (2); și
 - (ii) nu apar oscilații neatenuate după răspunsul la modificările de tip treaptă.

Articolul 45

Teste de conformitate pentru grupuri generatoare sincrone de tip C

(1) Pe lângă testele de conformitate pentru grupuri generatoare sincrone de tip B descrise la articolul 44, gestionarii instalațiilor de producere a energiei electrice trebuie să efectueze testele de conformitate prevăzute la alineatele (2)-(4) și (6) din prezentul articol 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 la alineatul (5). În locul efectuării testelor corespunzătoare, gestionarul instalației de producere a energiei electrice poate utiliza certificatele pentru echipamente eliberate de un organism de certificare autorizat pentru a demonstra conformitatea cu cerințele relevante. Într-un astfel de caz, certificatele pentru echipamente sunt puse la dispoziția operatorului de rețea relevant.

(2) Se aplică următoarele cerințe privind testarea răspunsului RFA-SC:

- (a) 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;
- (b) 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;
- (c) Testul se consideră reușit dacă sunt îndeplinite următoarele condiții:
 - (i) rezultatele testelor pentru parametrii dinamici și statici respectă dispozițiile de la articolul 15 alineatul (2) litera (c); și
 - (ii) nu apar oscilații neatenuate după răspunsul la modificările de tip treaptă.

(3) Se aplică următoarele cerințe cu privire la testarea răspunsului RFA:

- (a) 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;
- (b) 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;
- (c) testul se consideră reușit dacă sunt îndeplinite următoarele condiții:
 - (i) timpul de activare a întregii puteri active ca rezultat al unei modificări treptei de frecvență nu trebuie să depășească valoarea prevăzută la articolul 15 alineatul (2) litera (d);
 - (ii) nu apar oscilații neatenuate după răspunsul la modificările de tip treaptă;

- (iii) timpul de întârziere inițial este conform cu articolul 15 alineatul (2) litera (d);
 - (iv) setările pentru statism sunt disponibile în domeniul stabilit la articolul 15 alineatul (2) litera (d), iar banda moartă (pragul) nu este mai mare decât valoarea specificată la articolul respectiv; și
 - (v) insensibilitatea răspunsului frecvență/putere activă în orice punct de funcționare relevant nu depășește cerințele prevăzute la articolul 15 alineatul (2) litera (d).
- (4) În ceea ce privește testarea capacității de reglaj pentru restabilirea frecvenței, se aplică următoarele cerințe:
- (a) trebuie demonstrată capacitatea tehnică a unității generatoare privind participarea la reglajul restabilirii frecvenței verificându-se legătura dintre RFA și reglajul restabilirii frecvenței;
 - (b) testul va fi considerat reușit dacă rezultatele pentru parametrii dinamici și statici respectă dispozițiile de la articolul 15 alineatul (2) litera (e).
- (5) În ceea ce privește testarea capacității de pornire fără sursă de tensiune din sistem, se aplică următoarele cerințe:
- (a) 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 nicio sursă externă de alimentare cu energie;
 - (b) testul se consideră reușit dacă timpul de pornire este menținut în intervalul prevăzut la articolul 15 alineatul (5) litera (a) punctul (iii).
- (6) În ceea ce privește testarea izolării pe servicii proprii, se aplică următoarele cerințe:
- (a) trebuie demonstrată capacitatea tehnică a unității generatoare de a se izola pe servicii proprii și de a funcționa stabil pe serviciile alimentate;
 - (b) testul se realizează la capacitatea maximă și la puterea reactivă nominală a unității generatoare înainte de izolare;
 - (c) operatorul de rețea relevant trebuie să aibă dreptul de a stabili condiții suplimentare, ținând seama de articolul 15 alineatul (5) litera (c);
 - (d) 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 la articolul 15 alineatul (5) litera (c), iar resincronizarea la rețea a fost realizată cu succes.
- (7) În ceea ce privește testarea capacității de producere de putere reactivă, se aplică următoarele cerințe:
- (a) trebuie demonstrată capacitatea tehnică a unității generatoare în ceea ce privește capacitatea de furnizare a puterii reactive capacitive și inductive în conformitate cu articolul 18 alineatul (2) literele (b) și (c);
 - (b) testul se consideră reușit dacă sunt îndeplinite următoarele condiții:
 - (i) unitatea generatoare funcționează cel puțin o oră la puterea reactivă maximă, inductivă și capacitivă, la:
 - nivelul minim de funcționare stabilă;
 - capacitatea maximă; și
 - un punct de funcționare în putere activă, între nivelurile minime și maxime respective;
 - (ii) trebuie demonstrată capacitatea unității generatoare de a funcționa la orice valoare de referință a puterii reactive din domeniul convenit sau stabilit al puterii reactive.

Articolul 46

Teste de conformitate pentru grupuri generatoare sincrone de tip D

- (1) Grupurile generatoare sincrone de tip D sunt supuse testelor de conformitate aplicabile grupurilor generatoare sincrone de tip B și C descrise la articolele 44 și 45.

(2) În locul efectuării testelor corespunzătoare, gestionarul instalației de producere a energiei electrice poate utiliza certificatele pentru echipamente eliberate de un organism de certificare autorizat pentru a demonstra conformitatea cu cerințele relevante. Într-un astfel de caz, certificatele pentru echipamente sunt puse la dispoziția operatorului de rețea relevant.

CAPITOLUL 3

Teste de conformitate pentru modulele generatoare din centrală

Articolul 47

Teste de conformitate pentru modulele generatoare de tip B

(1) 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 pentru a demonstra conformitatea cu cerințele relevante. Într-un astfel de caz, certificatele pentru echipamente sunt puse la dispoziția operatorului de rețea relevant.

(2) 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 rețea relevant.

(3) În ceea ce privește testele pentru răspunsul RFA-CR, se aplică următoarele cerințe:

- (a) se demonstrează capacitatea tehnică a modului 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;
- (b) 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.
- (c) Testul este considerat reușit dacă rezultatele pentru parametrii dinamici și permanenți respectă dispozițiile de la articolul 13 alineatul (2).

Articolul 48

Teste de conformitate pentru modulele generatoare de tip C

(1) Pe lângă testele de conformitate pentru modulele generatoare din centrală de tip B descrise la articolul 47, gestionarii instalațiilor de producere a energiei electrice trebuie să efectueze testele de conformitate prevăzute la alineatele (2)-(9) 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 pentru a demonstra conformitatea cu cerințele relevante. Într-un astfel de caz, certificatul pentru echipamente este pus la dispoziția operatorului de rețea relevant.

(2) În ceea ce privește testarea pentru reglajului puterii active și domeniul de reglaj, se aplică următoarele cerințe:

- (a) trebuie demonstrată capacitatea tehnică a modului de generare de a funcționa la o putere activă sub valoarea preconvenită cu operatorul de rețea relevant sau de OTS relevant, la o valoare de referință;
- (b) testul se consideră reușit dacă sunt îndeplinite următoarele condiții:
 - (i) nivelul de putere activă al modului este menținut sub valoarea stabilită;
 - (ii) valoarea de referință este implementată în conformitate cu cerințele prevăzute la articolul 15 alineatul (2) litera (a); și
 - (iii) acuratețea reglajului este conformă cu valoarea specificată la articolul 15 alineatul (2) litera (a).

(3) În ceea ce privește testele pentru răspunsul RFA-SC, se aplică următoarele cerințe:

- (a) trebuie să fie demonstrată capacitatea tehnică a modului 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;

- (b) 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;
- (c) testul se consideră reușit dacă sunt îndeplinite următoarele condiții:
- (i) rezultatele testelor pentru parametrii dinamici și statici respectă cerințele de la articolul 15 alineatul (2) litera (c); și
 - (ii) nu apar oscilații neatenuate după răspunsul la modificările de tip treaptă.
- (4) În ceea ce privește testarea răspunsului RFA, se aplică următoarele cerințe:
- (a) 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;
 - (b) 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;
 - (c) testul se consideră reușit dacă sunt îndeplinite următoarele condiții:
 - (i) 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 la articolul 15 alineatul (2) litera (d);
 - (ii) nu apar oscilații neatenuate după răspunsul la modificările de tip treaptă;
 - (iii) timpul de întârziere inițial este conform cu articolul 15 alineatul (2) litera (d);
 - (iv) valorile setate pentru statism sunt posibile în domeniul stabilit la articolul 15 alineatul (2) litera (d), iar banda moartă nu este mai mare decât valoarea dispusă de OTS relevant; și
 - (v) insensibilitatea răspunsului la frecvență al puterii active nu depășește cerințele prevăzute la articolul 15 alineatul (2) litera (d).
- (5) În ceea ce privește testarea capacității de reglaj pentru restabilire a frecvenței, se aplică următoarele cerințe:
- (a) trebuie demonstrată capacitatea tehnică a modului generator de a participa la reglajul restabilirii frecvenței. Trebuie verificată legătura dintre RFA și reglajul restabilirii frecvenței;
 - (b) testul va fi considerat reușit dacă rezultatele pentru parametrii dinamici și statici respectă dispozițiile de la articolul 15 alineatul (2) litera (e).
- (6) În ceea ce privește testarea capacității de producere de putere reactivă, se aplică următoarele cerințe:
- (a) trebuie demonstrată capacitatea tehnică a modului generator privind furnizarea puterii reactive capacitive și inductive în conformitate cu articolul 21 alineatul (3) literele (b) și (c);
 - (b) testul se efectuează la puterea reactivă maximă, inductivă și capacitivă, și verifică următorii parametri:
 - (i) funcționare la mai mult de 60 % din capacitatea maximă timp de 30 de minute;
 - (ii) funcționare în domeniul 30-50 % din capacitatea maximă timp de 30 de minute; și
 - (iii) funcționare în domeniul 10-20 % din capacitatea maximă timp de 60 de minute;
 - (c) testul se consideră reușit dacă sunt îndeplinite următoarele condiții:
 - (i) 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 alineatul (6) litera (b);
 - (ii) trebuie demonstrată capacitatea modului generator de a realiza orice valoare de referință a puterii reactive din domeniul convenit sau stabilit al puterii reactive; și
 - (iii) nu are loc niciun demaraj nicio acțiune de protecție în domeniul de funcționare definit de diagrama de capabilitate a puterii reactive.

- (7) În ceea ce privește testarea capacității de reglaj al tensiunii, se aplică următoarele cerințe:
- (a) trebuie demonstrată capacitatea modului generator de a funcționa în modul de reglaj menționat în condițiile prevăzute la articolul 21 alineatul (3) litera (d) punctele (ii)-(iv);
 - (b) testul pentru modul de reglaj al tensiunii verifică următorii parametri:
 - (i) rampa și banda moartă implementate în conformitate cu articolul 21 alineatul (3) litera (d) punctul (iii);
 - (ii) acuratețea reglajului;
 - (iii) insensibilitatea reglajului; și
 - (iv) timpul de activare a puterii reactive;
 - (c) testul se consideră reușit dacă sunt îndeplinite următoarele condiții:
 - (i) domeniul de reglaj, statismul și banda moartă setabile respectă parametrii caracteristici conveniți sau stabiliți, prevăzuți la articolul 21 alineatul (3) litera (d);
 - (ii) insensibilitatea reglajului de tensiune nu este mai mare de 0,01 pu, în conformitate cu articolul 21 alineatul (3) litera (d); și
 - (iii) după o modificare a treptei de tensiune, 90 % din variația de putere reactivă a fost realizată în intervalele și cu toleranțele menționate la articolul 21 alineatul (3) litera (d).
- (8) În ceea ce privește testarea reglajului puterii reactive, se aplică următoarele cerințe:
- (a) trebuie demonstrată capacitatea modului generator de a funcționa în modul de reglaj al puterii reactive, în condițiile prevăzute la articolul 21 alineatul (3) litera (d) punctul (v);
 - (b) testul pentru modul de reglaj al puterii reactive trebuie să vină în completarea testului pentru capacitatea de livrare a puterii reactive;
 - (c) testul pentru modul de reglaj al puterii reactive verifică următorii parametri:
 - (i) domeniul și gradientul referinței de putere reactivă;
 - (ii) acuratețea reglajului; și
 - (iii) timpul de activare a puterii reactive;
 - (d) testul se consideră reușit dacă sunt îndeplinite următoarele condiții:
 - (i) domeniul și gradientul referinței de putere reactivă sunt asigurate în conformitate cu articolul 21 alineatul (3) litera (d); și
 - (ii) acuratețea reglajului respectă condițiile specificate la articolul 21 alineatul (3) litera (d).
- (9) În ceea ce privește testarea reglajului factorului de putere, se aplică următoarele cerințe:
- (a) trebuie demonstrată capacitatea modului generator de a funcționa în modul de reglaj al factorului de putere, în condițiile prevăzute la articolul 21 alineatul (3) litera (d) punctul (vi);
 - (b) testul pentru modul de reglaj al factorului de putere verifică următorii parametri:
 - (i) domeniul valorii de referință a factorului de putere;
 - (ii) acuratețea reglajului; și
 - (iii) răspunsul puterii reactive declanșat la modificarea treptă de putere activă;
 - (c) testul se consideră reușit dacă sunt îndeplinite cumulativ următoarele condiții:
 - (i) domeniul și gradientul valorii de referință a factorului de putere sunt asigurate în conformitate cu articolul 21 alineatul (3) litera (d);
 - (ii) timpul de activare a puterii reactive ca rezultat al modificării treptei de putere activă nu depășește cerința prevăzută la articolul 21 alineatul (3) litera (d); și
 - (iii) acuratețea reglajului este conformă cu valoarea specificată la articolul 21 alineatul (3) litera (d).

(10) În ceea ce privește testele menționate la alineatele (7), (8) și (9), operatorul de rețea relevant nu poate selecta decât una dintre cele trei opțiuni de control pentru încercare.

Articolul 49

Teste de conformitate pentru modulele generatoare de tip D

(1) 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 la articolele 47 și 48.

(2) În locul efectuării testelor corespunzătoare, gestionarul instalației de producere a energiei electrice poate utiliza certificatele pentru echipamente eliberate de un organism de certificare autorizat pentru a demonstra conformitatea cu cerințele relevante. Într-un astfel de caz, certificatele pentru echipamente sunt puse la dispoziția operatorului de rețea relevant.

CAPITOLUL 4

Teste de conformitate pentru modulele generatoare offshore

Articolul 50

Teste de conformitate pentru modulele generatoare offshore

Testele de conformitate stabilite la articolul 44 alineatul (2), precum și la articolul 48 alineatele (2), (3), (4), (5), (7), (8) și (9) se aplică modulelor generatoare offshore.

CAPITOLUL 5

Simulări privind conformitatea pentru grupurile generatoare sincrone

Articolul 51

Simulări privind conformitatea pentru grupurile generatoare sincrone de tip B

(1) 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 pentru a demonstra conformitatea cu cerințele relevante. Într-un astfel de caz, certificatele pentru echipamente sunt puse la dispoziția operatorului de rețea relevant.

(2) În ceea ce privește simularea răspunsului RFA-CR, se aplică următoarele cerințe:

- (a) trebuie demonstrată capacitatea unității generatoare de a modifica puterea activă la creșterea frecvenței, în conformitate cu articolul 13 alineatul (2), prin simulare;
- (b) 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;
- (c) simularea se consideră reușită în cazul în care:
 - (i) modelul utilizat în simularea unității generatoare este validat în raport cu testul de conformitate pentru răspunsul RFA-CR descris la articolul 44 alineatul (2); și
 - (ii) respectarea cerinței prevăzute la articolul 13 alineatul (2) este demonstrată.

(3) În ceea ce privește simularea capacității de trecere peste defect a grupurilor generatoare sincrone de tip B, se aplică următoarele cerințe:

- (a) trebuie demonstrată capacitatea unității generatoare de a trece peste defect în conformitate cu condițiile prevăzute la articolul 14 alineatul (3) litera (a), prin simulare;
- (b) simularea se consideră reușită dacă respectarea cerinței prevăzute la articolul 14 alineatul (3) litera (a) este demonstrată.

- (4) În ceea ce privește simularea pentru restabilirea puterii active după defect, se aplică următoarele cerințe:
- (a) trebuie demonstrată capacitatea unității generatoare de a restabili puterea activă după defect, menționată în condițiile prevăzute la articolul 17 alineatul (3);
 - (b) simularea se consideră reușită dacă respectarea cerinței prevăzute la articolul 17 alineatul (3) este demonstrată.

Articolul 52

Simulări privind conformitatea pentru grupurile generatoare sincrone de tip C

(1) Pe lângă simulările privind conformitatea pentru grupurile generatoare sincrone de tip B prevăzute la articolul 51, grupurile generatoare sincrone de tip C trebuie supuse simulărilor detaliate la alineatele (2)-(5). 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, pe care trebuie să le prezinte operatorului de rețea relevant.

(2) În ceea ce privește simularea răspunsului RFA-SC, se aplică următoarele cerințe:

- (a) trebuie demonstrată capacitatea unității generatoare de a modifica puterea activă la scăderea frecvenței, în conformitate cu articolul 15 alineatul (2) litera (c);
- (b) 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;
- (c) simularea se consideră reușită în cazul în care:
 - (i) modelul utilizat în simularea unității generatoare este validat în raport cu testul de conformitate pentru răspunsul RFA-SC descris la articolul 45 alineatul (2); și
 - (ii) respectarea cerinței prevăzute la articolul 15 alineatul (2) litera (c) este demonstrată.

(3) În ceea ce privește simularea răspunsului RFA, se aplică următoarele cerințe:

- (a) trebuie demonstrată capacitatea unității generatoare de a modifica puterea activă pe întregul domeniu de frecvență, în conformitate cu articolul 15 alineatul (2) litera (d);
- (b) 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;
- (c) simularea se consideră reușită în cazul în care:
 - (i) modelul de simulare al unității generatoare este validat în raport cu testul de conformitate pentru răspunsul RFA descris la articolul 45 alineatul (3); și
 - (ii) respectarea cerinței prevăzute la articolul 15 alineatul (2) litera (d) este demonstrată.

(4) În ceea ce privește simularea funcționării în regim insularizat, se aplică următoarele cerințe:

- (a) trebuie demonstrată performanța unității generatoare în timpul funcționării în regim insularizat menționată în condițiile prevăzute la articolul 15 alineatul (5) litera (b);
- (b) 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 la articolul 15 alineatul (5) litera (b), fără deconectarea unității generatoare din cauza frecvenței scăzute sau crescute.

- (5) În ceea ce privește simularea capacității de producere de putere reactivă, se aplică următoarele cerințe:
- (a) trebuie demonstrată capacitatea unității generatoare în ceea ce privește furnizarea puterii reactive capacitive și inductive în conformitate cu condițiile stabilite la articolul 18 alineatul (2) literele (b) și (c);
 - (b) simularea se consideră reușită dacă sunt îndeplinite următoarele condiții:
 - (i) modelul de simulare al unității generatoare este validat în raport cu testele de conformitate pentru capacitatea de furnizare de putere reactivă descrise la articolul 45 alineatul (7); și
 - (ii) respectarea cerințelor prevăzute la articolul 18 alineatul (2) literele (b) și (c) este demonstrată.

Articolul 53

Simulări privind conformitatea pentru grupurile generatoare sincrone de tip D

- (1) Pe lângă simulările privind conformitatea pentru grupurile generatoare sincrone de tip B și C prevăzute la articolele 51 și 52, cu excepția simulării capacității de trecere peste defect a grupurilor generatoare sincrone de tip B menționate la articolul 51 alineatul (3), grupurile generatoare sincrone de tip D sunt supuse simulărilor privind conformitatea cu cerințele prevăzute la alineatele (2) și (3). 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, pe care trebuie să le prezinte operatorului de rețea relevant.
- (2) În ceea ce privește simularea privind amortizarea oscilațiilor de putere, se aplică următoarele cerințe:
- (a) 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 articolul 19 alineatul (2);
 - (b) 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;
 - (c) simularea se consideră reușită dacă sunt îndeplinite cumulativ următoarele condiții:
 - (i) funcția PSS amortizează oscilațiile de putere activă ale unității generatoare într-un domeniu de frecvență specificat de către OTS relevant. Acest domeniu de frecvență includ frecvențele unității generatoare în mod local și oscilațiile specificate ale rețelei; și
 - (ii) 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.
- (3) În ceea ce privește simularea capacității de trecere peste defect a grupurilor generatoare sincrone de tip D, se aplică următoarele cerințe:
- (a) trebuie demonstrată capacitatea unității generatoare de a furniza capacitatea de trecere peste defect în conformitate cu articolul 16 alineatul (3) litera (a);
 - (b) simularea se consideră reușită dacă respectarea cerinței prevăzute la articolul 16 alineatul (3) litera (a) este demonstrată.

CAPITOLUL 6

Simulări privind conformitatea pentru modulele generatoare din centrală

Articolul 54

Simulări privind conformitatea pentru modulele generatoare de tip B

- (1) Modulele generatoare de tip B se supun testelor de conformitate de la alineatele (2)-(5). 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, pe care trebuie să le prezinte operatorului de rețea relevant.

- (2) În ceea ce privește simularea răspunsului RFA-CR, se aplică următoarele cerințe:
- (a) trebuie demonstrată capacitatea modulului generator din centrală de a modifica puterea activă la creșteri de frecvență, în conformitate cu articolul 13 alineatul (2);
 - (b) 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;
 - (c) simularea se consideră reușită în cazul în care:
 - (i) modelul utilizat pentru simularea modulului generator din centrală este validat în raport cu testul de conformitate pentru răspunsul RFA-CR stabilit la articolul 47 alineatul (3); și
 - (ii) respectarea cerinței prevăzute la articolul 13 alineatul (2) este demonstrată.
- (3) În ceea ce privește simularea injecției componentei tranzitorii a curentului de defect, se aplică următoarele cerințe:
- (a) 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 articolul 20 alineatul (2) litera (b);
 - (b) simularea se consideră reușită dacă respectarea cerinței prevăzute la articolul 20 alineatul (2) litera (b) este demonstrată.
- (4) În ceea ce privește simularea capacității de trecere peste defect a modulelor generatoare de tip B, se aplică următoarele cerințe:
- (a) trebuie demonstrată capacitatea modulului generator de a trece peste defect în conformitate cu articolul 14 alineatul (3) litera (a), prin simulare;
 - (b) simularea se consideră reușită dacă respectarea cerinței prevăzute la articolul 14 alineatul (3) litera (a) este demonstrată.
- (5) În ceea ce privește simularea restabilirii puterii active după defect, se aplică următoarele cerințe:
- (a) trebuie demonstrată capacitatea modulului generator de a asigura restabilirea puterii active după defect, în conformitate cu condițiile prevăzute la articolul 20 alineatul (3);
 - (b) simularea se consideră reușită dacă respectarea cerinței prevăzute la articolul 20 alineatul (3) este demonstrată.

Articolul 55

Simulări privind conformitatea pentru modulele generatoare de tip C

- (1) Pe lângă simulările privind conformitatea pentru modulele generatoare de tip B prevăzute la articolul 54, modulele generatoare de tip C trebuie supuse simulărilor de conformitate prevăzute la alineatele (2)-(7). 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, pe care trebuie să le prezinte operatorului de rețea relevant.
- (2) În ceea ce privește simularea răspunsului RFA-SC, se aplică următoarele cerințe:
- (a) trebuie demonstrată capacitatea modulului generator de a modifica puterea activă la scăderea frecvenței, în conformitate cu articolul 15 alineatul (2) litera (c);
 - (b) 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;
 - (c) simularea se consideră reușită în cazul în care:
 - (i) modelul utilizat pentru simularea modulului generator din centrală este validat în raport cu testul de conformitate pentru răspunsul RFA-SC stabilit la articolul 48 alineatul (3); și
 - (ii) respectarea cerinței prevăzute la articolul 15 alineatul (2) litera (c) este demonstrată.

- (3) În ceea ce privește simularea răspunsului RFA, se aplică următoarele cerințe:
- (a) trebuie demonstrată capacitatea modului generator de a modifica puterea activă pe întregul domeniu de frecvență, în conformitate cu articolul 15 alineatul (2) litera (d);
 - (b) 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;
 - (c) simularea se consideră reușită în cazul în care:
 - (i) modelul utilizat pentru simularea modului generator din centrală este validat în raport cu testul de conformitate pentru răspunsul RFA stabilit la articolul 48 alineatul (4); și
 - (ii) respectarea cerinței prevăzute la articolul 15 alineatul (2) litera (d) este demonstrată.
- (4) În ceea ce privește simularea funcționării în regim insularizat, se aplică următoarele cerințe:
- (a) trebuie demonstrată performanța modului generator în timpul funcționării în regim insularizat în conformitate cu condițiile prevăzute la articolul 15 alineatul (5) litera (b);
 - (b) 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 capabilitate P-Q și în limitele stabilite la articolul 15 alineatul (5) litera (b), fără deconectare din cauza valorilor crescute sau scăzute ale frecvenței.
- (5) În ceea ce privește simularea capacității de furnizare a inerției sintetice, se aplică următoarele cerințe:
- (a) trebuie demonstrat modelul capabilității modului generator de a furniza inerție artificială în cazul unui eveniment de frecvență scăzută, astfel cum se prevede la articolul 21 alineatul (2) litera (a);
 - (b) simularea se consideră reușită dacă modelul demonstrează că respectă cerințele prevăzute la articolul 21 alineatul (2).
- (6) În ceea ce privește simularea capacității de producere a puterii reactive, se aplică următoarele cerințe:
- (a) trebuie demonstrată capacitatea modului generator în ceea ce privește capacitatea de furnizare a puterii reactive capacitive și inductive în conformitate cu articolul 21 alineatul (3) literele (b) și (c);
 - (b) simularea se consideră reușită dacă sunt îndeplinite cumulativ următoarele condiții:
 - (i) modelul de simulare al modului generator este validat în raport cu testele de conformitate pentru capacitatea de furnizare a puterii reactive stabilite la articolul 48 alineatul (6); și
 - (ii) respectarea cerințelor prevăzute la articolul 21 alineatul (3) literele (b) și (c) este demonstrată.
- (7) În ceea ce privește simularea amortizării oscilațiilor de putere, se aplică următoarele cerințe:
- (a) modelul modului generator trebuie să demonstreze că acesta poate amortiza oscilațiile de putere activă în conformitate cu articolul 21 alineatul (3) litera (f);
 - (b) simularea se consideră reușită dacă modelul demonstrează conformitatea cu condițiile descrise la articolul 21 alineatul (3) litera (f).

*Articolul 56***Simulări privind conformitatea pentru modulele generatoare de tip D**

- (1) Pe lângă simulările de conformitate pentru modulele generatoare de tip B și C prevăzute la articolele 54 și 55, cu excepția capacității de trecere peste a modulelor generatoare de tip B menționate la articolul 54 alineatul (4), modulele generatoare de tip D sunt supuse simulărilor privind conformitatea pentru capacitatea de trecere peste defect.
- (2) În locul efectuării unora sau a tuturor simulărilor menționate la alineatul (1), gestionarul instalației de producere a energiei electrice poate utiliza certificatele pentru echipamente eliberate de un organism de certificare autorizat, pe care trebuie să le prezinte operatorului de rețea relevant.
- (3) Modelul modulului generator trebuie să demonstreze că acesta poate fi utilizat pentru simularea capacității de trecere peste defect în conformitate cu articolul 16 alineatul (3) litera (a).
- (4) Simularea se consideră reușită dacă modelul demonstrează că respectă cerințele prevăzute la articolul 16 alineatul (3) litera (a).

*CAPITOLUL 7****Simulări de conformitate pentru modulele generatoare offshore****Articolul 57***Simulări privind conformitatea pentru modulele generatoare offshore**

Simulările privind conformitatea stabilite la articolul 54 alineatele (3) și (5), precum și la articolul 55 alineatele (4), (5) și (7) se aplică oricăror module generatoare offshore.

*CAPITOLUL 8****Recomandări fără caracter obligatoriu și monitorizarea punerii în aplicare****Articolul 58***Recomandări fără caracter obligatoriu în ceea ce privește punerea în aplicare**

- (1) Până cel târziu la șase luni de la data intrării în vigoare a prezentului regulament, ENTSO-E întocmește și furnizează ulterior, o dată la doi ani, recomandări scrise fără caracter obligatoriu pentru membrii săi și alți operatori de rețea în ceea ce privește elementele prezentului regulament care necesită decizii naționale. ENTSO-E trebuie să publice aceste recomandări pe site-ul său de internet.
- (2) ENTSO-E trebuie să consulte părțile interesate atunci când emite recomandări fără caracter obligatoriu.
- (3) Recomandările facultative trebuie să explice aspectele tehnice, condițiile și relațiile de interdependență care trebuie luate în considerare la aplicarea cerințelor prezentului regulament la nivel național.

*Articolul 59***Monitorizare**

- (1) ENTSO-E monitorizează punerea în aplicare a prezentului regulament, în conformitate cu articolul 8 alineatul (8) din Regulamentul (CE) nr. 714/2009. Monitorizarea va include, în special, următoarele aspecte:
 - (a) identificarea oricăror divergențe în ceea ce privește punerea în aplicare la nivel național a prezentului regulament;
 - (b) evaluarea păstrării valabilității valorilor și domeniilor menționate în cerințele aplicabile unităților generatoare în temeiul prezentului regulament.
- (2) Agenția, în cooperare cu ENTSO-E, elaborează în termen de douăsprezece luni de la data intrării în vigoare a prezentului regulament o listă a informațiilor relevante care trebuie comunicate agenției de către ENTSO-E, în conformitate cu articolul 8 alineatul (9) și cu articolul 9 alineatul (1) din Regulamentul (CE) nr. 714/2009. Lista informațiilor relevante poate fi actualizată. ENTSO-E menține o arhivă de date electronice cuprinzătoare și într-un format standardizat, cu informațiile solicitate de către agenție.

(3) OTS relevanți prezintă ENTSO-E informațiile necesare pentru îndeplinirea sarcinilor menționate la alineatele (1) și (2).

Pe baza unei cereri a autorității de reglementare, OD furnizează OTS informațiile prevăzute la alineatul (2), cu excepția cazului în care informațiile au fost deja obținute de autoritățile de reglementare, de agenție sau de ENTSO-E în legătură cu sarcinile lor respective de monitorizare a punerii în aplicare, cu scopul de a evita duplicarea informațiilor.

(4) Dacă ENTSO-E sau agenția stabilește că există domenii aflate sub incidența prezentului regulament în care, pe baza evoluției pieței sau pe baza experienței dobândite în aplicarea prezentului regulament, este recomandabilă o armonizare suplimentară a cerințelor din prezentul regulament, aceasta propune proiecte de modificare a prezentului regulament, în conformitate cu articolul 7 alineatul (1) din Regulamentul (CE) nr. 714/2009.

TITLUL V

DEROGĂRI

Articolul 60

Competența de a acorda derogări

(1) Autoritățile de reglementare pot, la solicitarea unui gestionar sau potențial gestionar de instalație de producere a energiei electrice, a unui operator de rețea relevant sau a unui OTS relevant, să acorde acestora derogări de la una sau mai multe dispoziții ale prezentului regulament pentru unitățile generatoare existente și pentru cele noi, în conformitate cu articolele 61-63.

(2) În cazul în care un stat membru a prevăzut astfel, derogările pot fi acordate și revocate în conformitate cu articolele 61-63 de către alte autorități decât autoritatea de reglementare.

Articolul 61

Dispoziții generale

(1) Autoritatea de reglementare stabilește, după consultarea operatorilor de rețea relevanți, a gestionarilor instalațiilor de producere a energiei electrice și a altor părți interesate care, în opinia autorității de reglementare, pot fi afectate de prezentul regulament, criteriile de acordare a derogărilor în temeiul articolelor 62 și 63. Autoritatea de reglementare publică criteriile respective pe site-ul său de internet și le transmite Comisiei în termen de nouă luni de la intrarea în vigoare a prezentului regulament. Comisia poate solicita autorității de reglementare să modifice criteriile în cazul în care consideră că acestea nu sunt conforme cu prezentul regulament. 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.

(2) Dacă autoritatea de reglementare consideră că acest lucru este necesar din cauza unei modificări a circumstanțelor referitoare la evoluția cerințelor pentru sistem, ea poate revizui și modifica criteriile de acordare a derogărilor în conformitate cu alineatul (1) cel mult o dată pe an. Modificarea criteriilor nu se aplică derogărilor pentru care s-a făcut deja o solicitare.

(3) Autoritatea de reglementare poate decide ca unitățile generatoare pentru care a fost depusă o cerere de derogare în temeiul articolului 62 sau 63 nu trebuie să respecte cerințele prezentului regulament de la care s-a cerut derogarea, de la data depunerii cererii până la emiterea deciziei autorității de reglementare.

Articolul 62

Cererea de derogare formulată de către gestionarul instalației de producere a energiei electrice

(1) Gestionarii sau potențialii gestionari ai instalațiilor de producere a energiei electrice pot solicita derogări de la una sau mai multe dintre cerințele prezentului regulament pentru unitățile generatoare din instalațiile lor.

(2) O cerere de derogare se depune la operatorul de rețea relevant și trebuie să includă:

- (a) o identificare a gestionarului sau potențialului gestionar al instalației de producere a energiei electrice, precum și o persoană de contact pentru toate comunicările;
- (b) o descriere a unității sau unităților generatoare pentru care se solicită o derogare;

- (c) o trimitere la dispozițiile prezentului regulament de la care se solicită o derogare și o descriere detaliată a derogării solicitate;
- (d) o motivare detaliată, însoțită de documentele justificative și o analiză cost-beneficiu în conformitate cu cerințele de la articolul 39;
- (e) demonstrarea faptului că derogarea solicitată nu ar avea niciun efect advers asupra comerțului transfrontalier.

(3) În termen de două săptămâni de la primirea unei cereri de derogare, operatorul de rețea relevant îi confirmă gestionarului sau potențialului gestionar al instalației de producere a energiei electrice dacă cererea este completă. În cazul în care operatorul de rețea relevant consideră că cererea este incompletă, gestionarul sau potențialul gestionar al instalației de producere a energiei electrice trebuie să prezinte informațiile suplimentare solicitate în termen de o lună de la primirea cererii de informații suplimentare. Dacă gestionarul sau potențialul gestionar al instalației de producere a energiei electrice nu furnizează informațiile solicitate în acest termen, se consideră că cererea de derogare a fost retrasă.

(4) Operatorul de rețea relevant, în cooperare cu OTS relevant și orice OD adiacent afectat, evaluează cererea de derogare și analiza cost-beneficiu furnizată, luând în considerare criteriile stabilite de autoritatea de în temeiul articolului 61.

(5) În cazul în care o cerere de derogare privește o unitate generatoare de tip C sau D racordată la o rețea de distribuție, inclusiv la o rețea de distribuție închisă, evaluarea operatorului de rețea relevant trebuie să fie însoțită de o evaluare a cererii de derogare de către OTS relevant. OTS relevant pune la dispoziție rezultatele evaluării sale în termen de două luni de la solicitarea în acest sens adresată de către operatorul de rețea relevant.

(6) În termen de șase luni de la primirea unei cereri de derogare, operatorul de rețea relevant înaintează cererea către autoritatea de reglementare și prezintă respectiva evaluare sau respectivele evaluări elaborate în conformitate cu alineatele (4) și (5). Acest termen poate fi prelungit cu încă o lună, dacă operatorul de rețea relevant solicită informații suplimentare din partea gestionarului sau potențialului gestionar al instalației de producere a energiei electrice, și cu două luni dacă operatorul de rețea relevant solicită OTS să prezinte o evaluare a cererii de derogare.

(7) Autoritatea de reglementare 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 autoritatea de reglementare solicită informații suplimentare din partea gestionarului sau potențialului gestionar al instalației de producere a energiei electrice sau din partea oricărei alte părți interesate. Perioada suplimentară începe în momentul în care au fost primite informațiile complete.

(8) Gestionarul sau potențialul gestionar al instalației de producere a energiei electrice trebuie să prezinte orice alte informații suplimentare solicitate de autoritatea de reglementare în termen de două luni de la depunerea cererii. În cazul în care gestionarul sau potențialul gestionar al instalației de producere nu furnizează informațiile solicitate în termenul respectiv, cererea de derogare se consideră retrasă, cu excepția cazurilor în care, înainte de expirarea acesteia:

- (a) autoritatea de reglementare decide să ofere o prelungire; sau
 - (b) gestionarul sau potențialul gestionar al instalației de producere a energiei electrice informează autoritatea de reglementare, printr-o cerere motivată, că cererea de derogare este completă.
- (9) Autoritatea de reglementare emite o decizie motivată cu privire la cererea de derogare. În cazul în care autoritatea de reglementare acordă o derogare, aceasta trebuie să specifice durata sa.

(10) Autoritatea de reglementare notifică decizia sa gestionarului instalației de producere a energiei electrice sau gestionarului potențial respectiv, operatorului de rețea relevant și OTS relevant.

(11) O autoritate de reglementare poate revoca 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 Comisiei sau la recomandarea motivată a agenției, în conformitate cu articolul 65 alineatul (2).

(12) Pentru unitățile generatoare de tipul A, cererea de derogare în temeiul prezentului articol poate fi depusă și de un terț în numele gestionarului sau potențialului gestionar al unei instalații de producere a energiei electrice. Această cerere poate viza o singură unitate generatoare sau mai multe unități generatoare identice. În cazul din urmă și cu condiția să se specifice capacitatea maximă cumulată, terțul poate substitui detaliile solicitate la alineatul (2) litera (a) cu propriile date de identificare.

Articolul 63

Cerere de derogare formulată de către un operator de rețea relevant sau un OTS relevant

- (1) Operatorii de rețea relevanți sau OTS relevanți pot solicita derogări pentru clasele de unități generatoare care sunt sau vor fi racordate la rețeaua lor.
 - (2) Operatorii de rețea relevanți sau OTS relevanți depun cererile de derogări la autoritatea de reglementare. Fiecare cerere de derogare trebuie să includă:
 - (a) o identificare a operatorului de rețea relevant sau OTS relevant, precum și o persoană de contact pentru toate comunicările;
 - (b) o descriere a unităților generatoare pentru care se solicită o derogare, puterea totală instalată și numărul de unități generatoare;
 - (c) cerința sau cerințele prezentului regulament pentru care se solicită o derogare și o descriere detaliată a derogării solicitate;
 - (d) motivarea detaliată, însoțită de toate documentele justificative relevante;
 - (e) demonstrarea faptului că derogarea solicitată nu ar avea niciun efect advers asupra comerțului transfrontalier;
 - (f) o analiză cost-beneficiu în conformitate cu cerințele de la articolul 39. Dacă este cazul, analiza cost-beneficiu se efectuează în coordonare cu OTS relevant și orice OD adiacent sau adiacenți.
 - (3) În cazul în care cererea de derogare este prezentată de către un OD sau ODI relevant, autoritatea de reglementare, în termen de două săptămâni din ziua următoare primirii respectivei cereri, solicită OTS relevant să evalueze cererea de derogare din perspectiva criteriilor stabilite de autoritatea de reglementare, în conformitate cu articolul 61.
 - (4) În termen de două săptămâni din ziua următoare primirii respectivei cereri de evaluare, OTS relevant confirmă OD sau ODI relevant dacă cererea de derogare este completă. În cazul în care OTS relevant consideră că cererea este incompletă, OD sau ODI relevant trebuie să prezinte informațiile suplimentare solicitate în termen de o lună de la primirea cererii pentru informații suplimentare.
 - (5) În termen de șase luni de la primirea unei cereri de derogare, OTS relevant înaintează evaluarea către autoritatea de reglementare, inclusiv documentația pertinentă. Termenul de șase luni poate fi prelungit cu încă o lună în cazul în care OTS relevant dorește să obțină informații suplimentare din partea OD sau ODI relevant.
 - (6) Autoritatea de reglementare 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 OD sau ODI relevant, termenul de șase luni începe din ziua următoare datei primirii evaluării OTS relevant în conformitate cu alineatul (5).
 - (7) Termenul de șase luni menționat la alineatul (6) poate fi prelungit înainte de expirare cu o perioadă suplimentară de trei luni în cazul în care autoritatea de reglementare solicită informații suplimentare din partea operatorului de rețea relevant care solicită derogarea sau a oricărei alte părți interesate. Termenul suplimentar începe în ziua următoare datei primirii informațiilor complete.
- Operatorul de rețea relevant trebuie să prezinte orice informații suplimentare solicitate de autoritatea de reglementare în termen de două luni de la data depunerii cererii. În cazul în care operatorul de rețea relevant nu furnizează informațiile suplimentare solicitate în termenul respectiv, cererea de derogare se consideră retrasă cu excepția cazurilor în care, înainte de expirarea acesteia:
- (a) autoritatea de reglementare decide să ofere o prelungire; sau
 - (b) operatorul de rețea relevant informează autoritatea de reglementare, printr-o cerere motivată, că cererea de derogare este completă.
- (8) Autoritatea de reglementare emite o decizie motivată cu privire la cererea de derogare. În cazul în care autoritatea de reglementare acordă derogarea, aceasta trebuie să specifice durata sa.

(9) Autoritatea de reglementare notifică decizia sa operatorului de rețea relevant care solicită derogarea, OTS relevant și agenției.

(10) Autoritățile de reglementare pot stabili cerințe suplimentare privind pregătirea cererilor de derogare de către operatorii de rețea relevanți. În acest sens, autoritățile de reglementare iau în considerare delimitarea între rețeaua de transport și rețeaua de distribuție la nivel național și se consultă cu operatorii de rețea, cu gestionarii instalațiilor de producere a energiei electrice și cu părțile interesate, inclusiv cu fabricanții.

(11) O autoritate de reglementare poate revoca 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 Comisiei sau la recomandarea motivată a agenției, în conformitate cu articolul 65 alineatul (2).

Articolul 64

Registrul derogărilor de la cerințele prezentului regulament

(1) Autoritatea de reglementare menține un registru cu toate derogările pe care le-a acordat sau refuzat și prezintă agenției un registru consolidat și actualizat cel puțin o dată la șase luni, a cărui copie se transmite ENTSO-E.

(2) Registrul conține, în special:

- (a) cerința sau cerințele pentru care este acordată sau refuzată derogarea;
- (b) conținutul derogării;
- (c) motivele acordării sau neacordării derogării;
- (d) consecințele acordării derogării.

Articolul 65

Monitorizarea derogărilor

(1) Agenția monitorizează procedura de acordare a derogărilor, în cooperare cu autoritățile de reglementare sau cu autoritățile de resort ale statului membru. Autoritățile respective sau autoritățile de resort ale statului membru furnizează agenției toate informațiile necesare în acest scop.

(2) Agenția poate emite o recomandare motivată adresată unei autorități de reglementare pentru revocarea unei derogări pe motivul lipsei justificării. Comisia poate emite o recomandare motivată adresată unei autorități de reglementare sau unei autorități de resort a statului membru pentru revocarea unei derogări pe motivul lipsei justificării.

(3) Comisia poate solicita agenției să prezinte un raport privind punerea în aplicare a alineatelor (1) și (2) și să ofere motive pentru solicitarea sau nesolicitarea revocării derogării.

TITLUL VI

DISPOZIȚII TRANZITORII PENTRU TEHNOLOGIILE EMERGENTE

Articolul 66

Tehnologii emergente

(1) Cu excepția articolului 30, dispozițiile din prezentul regulament nu se aplică unităților generatoare clasificate drept tehnologie emergentă în conformitate cu procedurile stabilite în prezentul titlu.

- (2) O unitate generatoare este eligibilă pentru a fi clasificată drept tehnologie emergentă în conformitate cu articolul 69, în următoarele condiții:
- (a) este de tipul A;
 - (b) pentru unitățile generatoare tehnologia este disponibilă pe piață; și
 - (c) 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 articolul 67 alineatul (1).

Articolul 67

Stabilirea pragurilor de încadrare ca tehnologie emergentă

- (1) 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.
- (2) Statele membre se asigură că nivelul lor 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 dintr-o zonă sincronă cu raportul dintre energia electrică produsă în 2014 în statul membru și totalul energiei electrice produse în 2014 în zona sincronă respectivă de care aparține statul membru.

Pentru statele membre care aparțin unor părți ale unor zone sincrone diferite, calculul se efectuează pe o bază pro rata pentru fiecare dintre aceste părți și se combină pentru a obține cantitatea totală a statului membru respectiv.

- (3) Sursa datelor pentru aplicarea prezentului articol este Fișa statistică (*Statistical Factsheet*) a ENTSO-E publicată în 2015.

Articolul 68

Cererea de încadrare ca tehnologie emergentă

- (1) În termen de șase luni de la intrarea în vigoare a prezentului regulament, fabricanții unităților generatoare de tip A pot depune la autoritatea de reglementare competentă o cerere de încadrare a tehnologiei utilizate la unitatea lor generatoare ca tehnologie emergentă.
- (2) În legătură cu o cerere depusă în temeiul alineatului (1), producătorul informează autoritatea de reglementare competentă 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.
- (3) Fabricantul trebuie să furnizeze dovada că o cerere depusă în temeiul alineatului (1) respectă criteriile de eligibilitate stabilite la articolele 66 și 67.
- (4) În cazul în care este aplicabil într-un stat membru, evaluarea solicitărilor și aprobarea și retragerea clasificării ca tehnologie emergentă pot fi efectuate de alte autorități decât autoritatea de reglementare.

Articolul 69

Evaluarea și aprobarea cererilor de încadrare ca tehnologie emergentă

- (1) În termen de 12 luni de la intrarea în vigoare a prezentului regulament, autoritatea de reglementare competentă decide, în coordonare cu toate celelalte autorități de reglementare dintr-o zonă sincronă, dacă este cazul, ce unități generatoare pot fi încadrate ca tehnologie emergentă. Orice autoritate de reglementare din zona sincronă respectivă poate solicita un aviz prealabil din partea agenției, care se emite în termen de trei luni de la primirea cererii. Decizia autorității de reglementare competente ia în considerare avizul agenției.

(2) Lista cu unitățile generatoare aprobate ca tehnologii emergente se publică de către fiecare autoritate de reglementare dintr-o zonă sincronă.

Articolul 70

Retragerea încadrării ca tehnologie emergentă

(1) De la data deciziei autorităților de reglementare în temeiul articolului 69 alineatul (1), fabricantul unităților generatoare încadrate ca tehnologie emergentă prezintă autorității de reglementare, o dată la două luni, o situație actualizată a vânzărilor de astfel de unități per stat membru în cursul ultimelor două luni. Autoritatea de reglementare publică capacitatea maximă cumulată a unităților generatoare încadrate ca tehnologii emergente.

(2) În cazul în care capacitatea maximă cumulată a unităților generatoare încadrate ca tehnologii emergente racordate la rețele depășește pragul stabilit la articolul 67, încadrarea ca tehnologie emergentă se retrage de către autoritatea de reglementare competentă. Decizia de retragere se publică.

(3) Fără a aduce atingere dispozițiilor de la alineatele (1) și (2), toate autoritățile de reglementare dintr-o zonă sincronă pot decide în mod coordonat să retragă o încadrare ca tehnologie emergentă. Autoritățile de reglementare din zona sincronă respectivă pot solicita un aviz prealabil din partea agenției, care se emite în termen de trei luni de la primirea cererii. Dacă este cazul, decizia coordonată a autorităților de reglementare ia în considerare avizul agenției. Decizia de retragere se publică de către fiecare autoritate de reglementare dintr-o zonă sincronă.

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 regulament numai în temeiul dispozițiilor de la articolul 4 alineatul (2) și de la articolele 38 și 39.

TITLUL VII

DISPOZIȚII FINALE

Articolul 71

Modificarea contractelor și a termenilor și condițiilor generale

(1) Autoritățile de reglementare se asigură că toate clauzele contractuale, termenii și condițiile generale pertinente privind racordarea la rețea a noilor unități generatoare sunt aduse în conformitate cu cerințele prezentului regulament.

(2) Toate clauzele contractuale, termenii și condițiile generale pertinente privind racordarea la rețea a unităților generatoare existente care fac obiectul unor cerințe sau tuturor cerințelor prezentului regulament în conformitate cu articolul 4 alineatul (1) se modifică pentru a se conforma cerințelor din prezentul regulament. Clauzele pertinente se modifică în termen de trei ani de la decizia autorității de reglementare sau a statului membru, potrivit articolului 4 alineatul (1).

(3) Autoritățile de reglementare se asigură că acordurile naționale dintre operatorii de sisteme și gestionarii instalațiilor noi sau existente de producere a energiei electrice care fac obiectul prezentului regulament și care se referă la cerințele pentru racordarea la rețea a instalațiilor de producere a energiei electrice, în special în codurile naționale de rețea, reflectă cerințele stabilite în prezentul regulament.

*Articolul 72***Intrarea în vigoare**

Prezentul regulament intră în vigoare în a douăzecea zi de la data publicării în *Jurnalul Oficial al Uniunii Europene*.

Fără a aduce atingere articolului 4 alineatul (2) litera (b), articolului 7, articolului 58, articolului 59, articolului 61 și titlului VI, dispozițiile prezentului regulament se aplică după trei ani de la data publicării.

Prezentul regulament este obligatoriu în toate elementele sale și se aplică direct în toate statele membre.

Adoptat la Bruxelles, 14 aprilie 2016.

Pentru Comisie
Președintele
Jean-Claude JUNCKER
