

Norma tehnică privind cerințele tehnice pentru racordarea la rețea a sistemelor de înaltă tensiune în curent continuu și a modulelor generatoare din centrală conectate în curent continuu

CAPITOLUL I

Scop

Art. 1. Prezenta normă tehnică stabilește cerințele tehnice pentru racordarea la rețea a sistemelor de înaltă tensiune în curent continuu (HVDC) și a modulelor generatoare din centrală conectate în curent continuu (art. 1).

CAPITOLUL II

Domeniu de aplicare

- Art. 2.** (1) Cerințele tehnice de racordare stabilite în prezenta normă tehnică se aplică (art. 3, alin. 1):
- (a) sistemelor HVDC care racordează zone sincrone sau zone de reglaj, inclusiv schemele „back-to-back” (art. 3, alin. 1 (a));
 - (b) sistemelor HVDC care racordează modulele generatoare din centrală la o rețea de transport sau la o rețea de distribuție, în conformitate cu **alineatul (2)** (art. 3, alin. 1 (b));
 - (c) sistemelor HVDC integrate într-o zonă de reglaj și racordate la rețeaua de transport (art. 3, alin. 1 (c));
 - (d) sistemelor HVDC integrate într-o zonă de reglaj și racordate la rețeaua de distribuție, atunci când operatorul de transport și de sistem (OTS) demonstrează existența unui impact transfrontalier, având în vedere, în această evaluare, dezvoltarea pe termen lung a rețelei (art. 3, alin. 1 (d)).
- (2) Operatorii de sistem relevanți, în cooperare cu OTS, supun aprobării autorităților de reglementare competente aplicarea prezentei norme tehnice la modulele MGCCC cu un singur punct de racordare la o rețea de transport sau la o rețea de distribuție care nu face parte dintr-o zonă sincronă în conformitate cu **articolul 5**. Toate celelalte module din centrală a căror putere activă produsă este colectată în curent alternativ (c.a.), dar sunt racordate în curent continuu la o zonă sincronă sunt considerate module MGCCC și intră în domeniul de aplicare al prezentei norme tehnice (art. 3, alin. 2).
- (3) Operatorul de rețea relevant refuză să permită racordarea sistemelor HVDC și a modulelor MGCCC care nu respectă cerințele prevăzute în prezenta normă tehnică și care nu sunt acoperite de o derogare acordată de către autoritatea de reglementare. Operatorul de rețea relevant comunică în scris acest refuz, prin intermediul unei declarații motivate, gestionarului sistemului HVDC și al modulului MGCCC și, dacă autoritatea de reglementare nu prevede altfel, autorității de reglementare (art.3, alin. 6).
- (4) Prezenta normă tehnică nu se aplică (art. 3, alin. 7): sistemelor HVDC al căror punct de racordare este sub 110 kV, cu excepția cazului în care OTS demonstrează, luând în considerare dezvoltarea pe termen lung a rețelei, existența unui impact transfrontalier (art. 3, alin. 7 (a)).

CAPITOLUL III

DEFINIȚII ȘI ABREVIERI

Art. 3. (1) În înțelesul prezentei norme tehnice, termenii utilizați au următoarea semnificație (art. 2):

aviz tehnic de racordare	aviz scris valabil numai pentru un anumit amplasament, care se emite de către operatorul de rețea, la cererea unui utilizator, asupra posibilităților și condițiilor tehnico-economice de racordare la rețeaua electrică a locului de consum și/sau de producere respectiv, pentru satisfacerea cerințelor utilizatorului precizate în cerere.
banda moartă de frecvență	un domeniu de frecvență în care reglajul de frecvență este dezactivat în mod voit.
capacitate maximă (P_{max})	puterea activă maximă pe care o unitate generatoare o poate produce continuu, fără a lua în considerare nicio sarcină (niciun consum), prevăzută în ATR/CfR sau convenită între operatorul de rețea relevant și gestionarul instalației de producere
capacitate de pornire fără sursă de tensiune din sistem	capacitatea de repornire a unui grup generator sincron după o cădere totală de tensiune cu ajutorul unei surse auxiliare de alimentare dedicate, fără ca grupul generator sincron să beneficieze de nici o sursă de alimentare externă.
capacitatea de trecere peste defect (FRT sau LVRT)	capacitatea dispozitivelor electrice de a rămâne conectate la rețea și de a funcționa pe perioada golurilor de tensiune din punctul de racordare/delimitare după caz, cauzate de defectele eliminate.
capacitatea maximă de transport al puterii active a HVDC (P_{max})	puterea maximă asigurată în mod continuu pe care un sistem HVDC poate să o schimbe cu rețeaua în fiecare punct de racordare la rețea, după cum se prevede în contractul de racordare sau după cum se convine între operatorul de rețea relevant și gestionarul sistemului HVDC.
capacitatea minimă de transport al puterii active a HVDC (P_{min})	puterea minimă continuă pe care un sistem HVDC poate să o schimbe cu rețeaua în fiecare punct de racordare la rețea, după cum se prevede în contractul de racordare sau după cum se convine între operatorul de rețea relevant și gestionarul sistemului HVDC.
centrală formată din module de generare	un echipament sau mai multe module de generare formate din elemente de generare a energiei electrice (ex: invertoare) sau generatoare sincrone/asincrone conectate asincron la rețea prin intermediul electronicii de putere, racordate într- un singur punct la rețeaua electrică

certificatul echipamentului	document emis de un organism de certificare autorizat pentru echipamentele utilizate de o unitate generatoare, de o unitate consumatoare, de un OD, de un loc de consum sau de un sistem de înaltă tensiune în curent continuu (sistem 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.
certificat de racordare (CfR)	documentul unic emis de către Operatorul de rețea pentru un loc de consum și/sau de producere, prin care se certifică îndeplinirea condițiilor de racordare la rețea, respectiv realizarea instalației de racordare, precum și a instalațiilor electrice ale utilizatorului, și prin care se stabilesc condiții tehnice de utilizare a rețelei după punerea sub tensiune finală a instalației de utilizare.
componenta de regim tranzitoriu a curentului de defect	un curent injectat de un grup generator sincron sau de un sistem HVDC în timpul și după o abatere de tensiune provocată de un defect electric, cu scopul de a facilita acționarea sistemelor de protecție a rețelei în etapa inițială a defectului, de a contribui la menținerea tensiunii în sistem într-o etapă ulterioară a defectului și de a participa la restabilirea tensiunii după eliminarea defectului.
curent maxim în sistemul de înaltă tensiune în curent continuu	cel mai mare curent de fază asociat unui punct de operare din interiorul profilului $U-Q/P_{\max}$ al stației de conversie de curent continuu – curent alternativ la capacitatea maximă de transport al puterii active a unui sistem de înaltă tensiune în curent continuu.
defect eliminat	un defect care este eliminat cu succes, potrivit criteriilor de planificare ale OTS.
diagrama de capabilitate P-Q	o diagramă care descrie capabilitatea de generare de putere reactivă a unui modul generator/centrală formată din module generatoare la variații ale puterii active în punctul de racordare/delimitare, după caz.
diagrama U-Q/ $P_{\max}$	o diagramă care reprezintă capabilitatea de producere de putere reactivă a unui grup generator sincron pentru diferite variații de tensiune în punctul de racordare/delimitare, după caz.
dispoziție	orice comandă dată, în limita autorității sale, de un OTS sau de un OD unui gestionar de instalație de producere, unui OD, după caz, sau unui gestionar de sistem HVDC, pentru a îndeplini o acțiune.
elemente principale de generare frecvența	unul sau mai multe echipamente, necesare pentru convertirea sursei primare de energie în energie electrică. frecvența sistemului electric, exprimată în Herzi, care poate fi măsurată în toate punctele zonei sincrone, considerată ca valoare cvasiconstantă în sistem pe o durată de ordinul secundelor, cu existența doar a unor diferențe minore între puncte de măsurare diferite. Valoarea nominală a frecvenței este 50 Hz.
funcționare izolată pe servicii proprii	funcționarea care asigură că instalațiile de producere a energiei electrice pot continua să alimenteze serviciile proprii în cazul incidentelor din rețea care determină

	deconectarea de la rețea a grupurilor generatoare sincrone.
gestionarul instalației de producere a energiei electrice	persoană fizică sau juridică, care deține o instalație de producere a energiei electrice.
gestionarul modulului de generare conectat în curent continuu (MGCCC)	o persoană fizică sau juridică care deține un modul de generare conectat în curent continuu.
inerție	capacitatea unui echipament rotativ, cum ar fi rotorul unui generator, de a-și menține mișcarea de rotație uniformă și momentul cinetic, atât timp cât nu se aplică un cuplu extern.
inerție artificială	facilitate furnizată de centrala compusă din module de generare sau de un sistem HVDC pentru a înlocui efectul de inerție al grupurilor generatoare sincrone la un nivel de performanță prescris.
insensibilitate în frecvență	caracteristică intrinsecă a unui sistem de reglaj definită ca valoarea minimă a abaterii de frecvență sau a semnalului de intrare care determină o variație a puterii active sau a semnalului de ieșire.
instalație de producere a energiei electrice	instalație care convertește energia primară în energie electrică și care este compusă dintr-una sau mai multe unități generatoare racordate la o rețea electrică într-unul sau mai multe puncte de racordare.
modul generator/ modul de generare/ modul generator din centrală	un echipament sau un ansamblu de echipamente generatoare (inclusiv grupuri generatoare sincrone sau asincrone) 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
modul generator din centrală conectat în curent continuu (modul MGCCC)	un modul generator din centrală care este conectat prin intermediul unuia sau mai multor puncte de interfață la unul sau mai multe sisteme de înaltă tensiune în curent continuu
operator de rețea relevant	OTS sau un OD la al cărui sistem/rețea electrică este sau urmează să fie racordată o unitate generatoare, un loc de consum, o rețea electrică de distribuție sau un sistem HVDC.
pantă (sau rampă)	raportul dintre variația de tensiune, raportată la tensiunea de referință de 1 u.r. și puterea reactivă absorbită, raportată la puterea reactivă maximă.
punct de racordare	punct fizic din rețeaua electrică la care se racordează un utilizator, reprezentând interfața la care grupul generator sincron, locul de consum, rețeaua electrică de distribuție sau sistemul HVDC se racordează la o rețea electrică de transport, la o rețea situată în larg, la o rețea electrică de distribuție, inclusiv la rețele electrice de distribuție închise sau la un sistem HVDC
punct de delimitare	loc în care instalațiile utilizatorului se delimitează ca proprietate de instalațiile operatorului de rețea

punct de interfață cu sistem de înaltă tensiune în curent continuu	punctul în care echipamentul de curent continuu este conectat la rețeaua de curent alternativ și în care specificațiile tehnice care afectează performanța echipamentului pot fi prescrise.
putere activă	componenta reală a puterii aparente la frecvența fundamentală, exprimată în wați (W) sau în multiplii lor, respectiv kilowați (kW) sau megawați (MW).
putere aparentă	produsul dintre tensiunea de linie și curentul de fază, la frecvența fundamentală, multiplicat cu rădăcina pătrată din trei, în cazul sistemelor trifazate, exprimat de regulă în kilovolți-amperi (kVA) sau în megavolți-amperi (MVA).
putere instalată	putere activă (aparentă) nominală a unui grup generator, indicată în documentația tehnică a fabricii constructoare și înscrisă pe plăcuța indicatoare sau care este indicată de fabricant. În cazul centralelor formate din module de generare, puterea instalată este data de suma puterilor nominale ale modulelor de generare din componența centralei, iar în cazul centralelor formate din module de generare de tip fotovoltaic, puterea instalată este minimul între suma puterilor nominale ale invertoarelor și suma puterilor nominale ale panourilor fotovoltaice din componența centralei.
putere reactivă	componenta imaginară a puterii aparente la frecvența fundamentală, exprimată, de regulă, în kilovoltamper reactiv (kVAr) sau în megavoltamper reactiv (MVAr).
regim de funcționare insularizată	reprezintă funcționarea independentă a unei rețele electrice sau a unei părți a unei rețele electrice, izolată în urma separării de sistemul interconectat, existând cel puțin un grup generator sincron sau un sistem HVDC care furnizează energie electrică în această rețea și controlează frecvența și tensiunea.
reglaj de frecvență	capacitatea unui modul de generare sau a unei centrale formate din module de generare de a-și ajusta producția de putere activă ca reacție la o abatere a frecvenței sistemului față de o valoare de referință, în scopul stabilizării frecvenței sistemului.
reglaj de frecvență activ – limitat la creșterea frecvenței (RFA-CR)	modul de funcționare al unui modul de generare sau a unei centrale formate din module de generare, care are drept rezultat reducerea puterii active ca răspuns la o creștere a frecvenței sistemului peste o anumită valoare.
reglaj de frecvență activ – limitat la scăderea frecvenței (RFA-SC)	modul de funcționare al unui modul de generare sau a unei centrale formate din module de generare, care are drept rezultat creșterea puterii active ca răspuns la o scădere a frecvenței sistemului sub o anumită valoare.
reglaj de frecvență activ – răspuns la abaterile de frecvență (RFA)	modul de funcționare al unui modul de generare sau a unei centrale formate din module de generare 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.
rețea electrică	ansamblul de linii, inclusiv elementele de susținere și de protecție a acestora, stațiile electrice și alte echipamente electroenergetice conectate între ele prin care se transmite energie electrică de la o capacitate energetică de

sistem de înaltă tensiune în curent continuu (sistem HVDC)	producere a energiei electrice la un utilizator; rețeaua electrică poate fi rețea de transport sau rețea de distribuție. un sistem electroenergetic care transportă/transferă energie electrică în curent continuu (c.c.) și la tensiune nominală mai mare sau egală cu 110 kV între două sau mai multe noduri de curent alternativ (c.a.) și care cuprinde cel puțin două stații de conversie din curent continuu în curent alternativ și liniile electrice aeriene de transport sau cablurile de curent continuu între aceste stații.
sistem de înaltă tensiune în curent continuu integrat	un sistem de înaltă tensiune în curent continuu racordat într-o zonă de reglaj, care nu este instalat nici în scopul racordării unui modul de generare conectat în curent continuu în momentul instalării, nici în scopul racordării unui loc de consum.
stabilitate statică (stabilitate la mici perturbații)	capacitatea unei rețele electrice sau a unui ansamblu de grupuri generatoare (sistem electroenergetic) de a reveni la o funcționare stabilă și de a o menține după un incident minor (echivalent cu capacitatea unui sistem electroenergetic de a ajunge într-o stare de regim permanent, identic cu regimul inițial sau foarte aproape de acesta, în urma unei perturbații mici oarecare).
stabilitate dinamică (tranzitorie)	capacitatea unei rețele electrice sau a unui ansamblu de grupuri generatoare (sistem electroenergetic) de a reveni la o stare de funcționare sincronă, după una sau mai multe perturbații majore.
statism	raportul între abaterea relativă a frecvenței și variația relativă a puterii active rezultată ca răspuns la abaterea de frecvență, în regim permanent, exprimat în procente. Abaterea relativă de frecvență se raportează la frecvența nominală (50 Hz) și variația relativă a puterii active se raportează la puterea maximă $s_2 [\%] = 100 \times (\Delta f / f_n) \times (P_{\max} / \Delta P)$
stator	partea unui mecanism rotativ care include componente magnetice staționare, cu înfășurările aferente.
stație de conversie de curent continuu – curent alternativ	o parte a unui sistem de înaltă tensiune în curent continuu care cuprinde una sau mai multe unități de conversie HVDC instalate într-un singur loc împreună cu clădiri, bobine de reactanță, filtre, dispozitive de putere reactivă, și echipamente de reglaj, monitorizare, măsurare, protecție, precum și echipamentele auxiliare.
unitate generatoare	grup generator sincron sau modul generator din componența unei centrale electrice.
unitate de conversie de curent continuu – curent alternativ	o unitate care conține una sau mai multe punți de conversie, împreună cu unul sau mai multe transformatoare de conversie, bobine de reactanță, echipamente de reglaj al unității de conversie, echipamente esențiale de protecție și dispozitive de comutare și dispozitivele auxiliare, dacă este cazul, utilizate la conversie.
valoare de referință	valoarea prescrisă ca referință pentru oricare parametru

zona sincronă

folosit în sistemele de reglaj.

o zonă operată de OTS interconectați sincron, cum ar fi zonele sincrone din Europa Continentală („CE”), din Regatul Unit („GB”), din Irlanda-Irlanda de Nord („IRE”) și din Europa de Nord („NE”) și sistemele energetice din Lituania, Letonia și Estonia, denumite în continuare „zona baltică”, care fac parte dintr-o zonă sincronă mai extinsă.

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

ANRE	Autoritatea Națională de Reglementare în domeniul Energiei
ATR	Aviz tehnic de racordare
Cod RET	Codul tehnic al rețelei electrice de transport
CfR	Certificat de racordare
DMS-SCADA	Sistemul SCADA al operatorului de distribuție (Distribution Management System - Supervisory Control and Data Acquisition)
EMS-SCADA	Sistemul SCADA al operatorului de transport (Energy Management System - Supervisory Control and Data Acquisition)
ENTSO-E	Organizația Europeană a Operatorilor de transport și de sistem (European Network of Transmission System Operators for Electricity)
LVRT	Capacitate de trecere peste un defect (Low voltage ride through)
MGCCC	Modul de generare conectat în curent continuu
OD	Operator de distribuție; poate fi operatorul de distribuție concesionar sau un alt operator care deține o rețea electrică de distribuție
OR	Operator de rețea; operatorul de rețea poate fi operatorul de transport și de sistem sau un operator de distribuție
OTS	Operatorul de transport și de sistem
Pi	Puterea instalată
PIF	Punere în funcțiune
PSS	Stabilizator de oscilații de putere interzonale
RAR	Reanclanșare Automată Rapidă
RAT	Regulator automat de tensiune
RAV	Regulator automat de viteză
RET	Rețea electrică de transport
RFA	Reglaj de frecvență activ – răspuns la abaterile de frecvență
RFA-CR	Reglaj de frecvență activ – limitat la creșterea frecvenței
RFA-SC	Reglaj de frecvență activ – limitat la scăderea frecvenței
ROCOF	Rate of Change of Frequency – viteza de variație a frecvenței
HVDC	Sistem de înaltă tensiune în curent continuu
SCADA	Sistem informatic de monitorizare, comandă și achiziție de date aferent unui proces tehnologic sau unei instalații

SEN	Sistemul electroenergetic național
u.r.	unitate relativă
Un	Tensiunea nominală a rețelei (tensiune de referință)

CAPITOLUL IV

CERINȚELE GENERALE PENTRU RACORDĂRILE HVDC

4.1. Cerințe pentru reglajul puterii active și menținerea frecvenței

Art. 4. În ceea ce privește **domeniile de frecvență**, un sistem HVDC trebuie să poată rămâne conectat la rețea și să se mențină în funcțiune în domeniile de frecvență și perioadele de timp specificate în **tabelul 1** pentru intervalul puterii de scurtcircuit, după cum se prevede la **art. 66** (art. 11, alin. 1):

Domeniu de frecvență	Perioadă de funcționare
47,0 Hz - 47,5 Hz	20 de secunde
47,5 Hz – 49,0 Hz	Minim 30 minute
49,0Hz – 51,5 Hz	Nelimitată
51,5 Hz - 52,0 Hz	15 minute

Tabelul 1: Perioadele minime în care un sistem HVDC trebuie să fie capabil să rămână conectat la rețea și să funcționeze la frecvențe care se abat de la valoarea nominală.

Art. 5. OTS și gestionarul sistemului HVDC pot conveni cu privire la domenii de frecvență mai largi sau la perioade minime de funcționare mai mari, dacă acest lucru este necesar pentru a menține sau a restabili siguranța în funcționare. Dacă domeniile de frecvență mai extinse sau perioadele minime de funcționare mai mari sunt fezabile din punct de vedere economic și tehnic, gestionarul sistemului HVDC nu va refuza în mod nerezonabil să-și dea acordul în acest sens (art. 11, alin. 2).

Art. 6. Un sistem HVDC trebuie să aibă capacitatea de deconectare automată la frecvențele specificate de către OTS (art. 11, alin. 3).

Art. 7. OTS poate specifica o reducere maximă admisibilă a puterii active față de valoarea din punctul de funcționare, în cazul în care frecvența este mai mică de 49 Hz (art. 11, alin. 4).

Art. 8. În ceea ce privește **capacitatea de rezistență la viteza de variație a frecvenței**, un sistem HVDC trebuie să poată rămâne conectat la rețea și în stare de funcționare dacă frecvența rețelei variază cu o viteză de cel puțin 2 Hz/sec, pentru o fereastră de timp de 500 ms (art.12).

Art. 9. În ceea ce privește **capacitatea de a regla puterea activă transportată** (art. 13, alin. 1):

- (1) un sistem HVDC trebuie să permită ajustarea puterii active transportate până la capacitatea sa maximă de transport în fiecare direcție, în urma unei dispoziții transmise de OTS (art. 13, alin. 1 (a)); Astfel, OTS:
 - (a) poate specifica o valoare maximă și una minimă a treptei de variație a puterii active transportate (art. 13, alin. 1 (a) - i);
 - (b) poate specifica o capacitate minimă a transport al puterii electrice active a HDVC pentru fiecare direcție, sub care nu este solicitată capacitatea de transport al puterii active (art. 13, alin. 1 (a) - ii); și
 - (c) trebuie să specifice perioada maximă de întârziere în interiorul căreia sistemul HVDC poate să ajusteze puterea activă transportată, la primirea unei dispoziții din partea OTS – de cel mult 2 secunde (art. 13, alin. 1 (a) - iii);
- (2) OTS trebuie să precizeze modul în care un sistem HVDC trebuie să fie capabil să modifice aportul de putere activă transportată în caz de perturbări în una sau mai multe dintre rețelele de curent alternativ la care este racordat. Dacă întârzierea inițială înainte de începutul schimbării este mai mare de 10 ms de la primirea semnalului declanșator de către OTS, acest lucru trebuie să fie justificat în mod rezonabil de către gestionarul sistemului HVDC în fața OTS (art. 13, alin. 1 (b));
- (3) OTS poate specifica faptul că un sistem HVDC trebuie să aibă capacitatea de inversare rapidă a puterii active. Inversarea puterii trebuie să fie posibilă de la limitele maxime de capacitate de transport al puterii active într - o direcție la capacitatea maximă de transport al puterii active în sens invers, cât mai repede posibil din punct de vedere tehnic și justificat în mod rezonabil de către gestionarul sistemului HVDC în fața OTS, în cazul în care durează mai mult de două secunde (art. 13, alin. 1 (c));
- (4) pentru sistemele HVDC care leagă zonele de reglaj sau zone sincrone diferite, sistemul HVDC trebuie să fie echipat cu funcții de reglaj care să permită OTS să modifice puterea activă transportată, în scopul echilibrării transfrontaliere (art. 13, alin. 1 (d)).

Art. 10. Un sistem HVDC trebuie să permită **ajustarea valorii rampei de variație a puterii active**, în limita capacităților sale tehnice, în conformitate cu dispozițiile transmise de OTS. În caz de modificare a puterii active în conformitate **cu art. 9, alin. 2 și 3**, nu se ajustează valoarea rampei (art. 13, alin. 2).

Art. 11. Dacă un OTS specifică acest lucru, în colaborare cu OTS din țările învecinate, **funcțiile de reglaj** ale unui sistem HVDC trebuie să fie capabile să ia măsuri de remediere, inclusiv oprirea rampei și blocarea RFA, RFA-CR și RFA-SC. Criteriile de declanșare și de blocare trebuie să fie specificate de către OTS și notificarea valorilor către ANRE. (art. 13, alin. 3).

Art. 12. În ceea ce privește **inerția artificială**, în cazul în care se specifică de către OTS, un sistem HVDC trebuie să poată furniza inerție artificială ca răspuns la variațiile de frecvență și care va fi activată în regimurile de joasă frecvență și/sau de înaltă frecvență prin ajustarea rapidă a puterii active introduse sau extrase din rețeaua c.a. pentru a limita viteza de variație a frecvenței. Cerința are la bază studiile efectuate de OTS sau ENTSO-E care stabilesc valoarea minimă a inerției sistemului (art. 14, alin. 1).

Art. 13. Principiul specificat la **art. 12** al sistemului de reglaj și parametrii de performanță aferenți se convin între OTS și gestionarul sistemului HVDC (art. 14, alin. 2).

Art. 14. În ceea ce privește **cerințele aplicabile răspunsului la abaterile de frecvență**, atunci când operează în modul de răspuns automat la abaterile de frecvență (RFA) (art. 15 și anexa II – A, alin. 1):

- (1) Sistemul HVDC trebuie să fie capabil să răspundă la abaterile de frecvență din fiecare rețea de curent alternativ conectată prin ajustarea transportului puterii active, așa cum se arată în **figura 1** și în conformitate cu parametri specificați de către fiecare OTS, în limitele indicate în **tabelul 2**. Această specificație face obiectul unei notificări către ANRE. Modalitățile de realizare a acestei notificări se stabilesc în conformitate cu cadrul de reglementare național aplicabil (anexa II – A, alin. 1 (a));
- (2) Ajustarea răspunsului la frecvență al puterii active este limitată de capacitatea minimă de transport al puterii active a sistemului HVDC și de capacitatea maximă de transport al puterii active a sistemului HVDC (în fiecare direcție) (anexa II – A, alin. 1 (b));

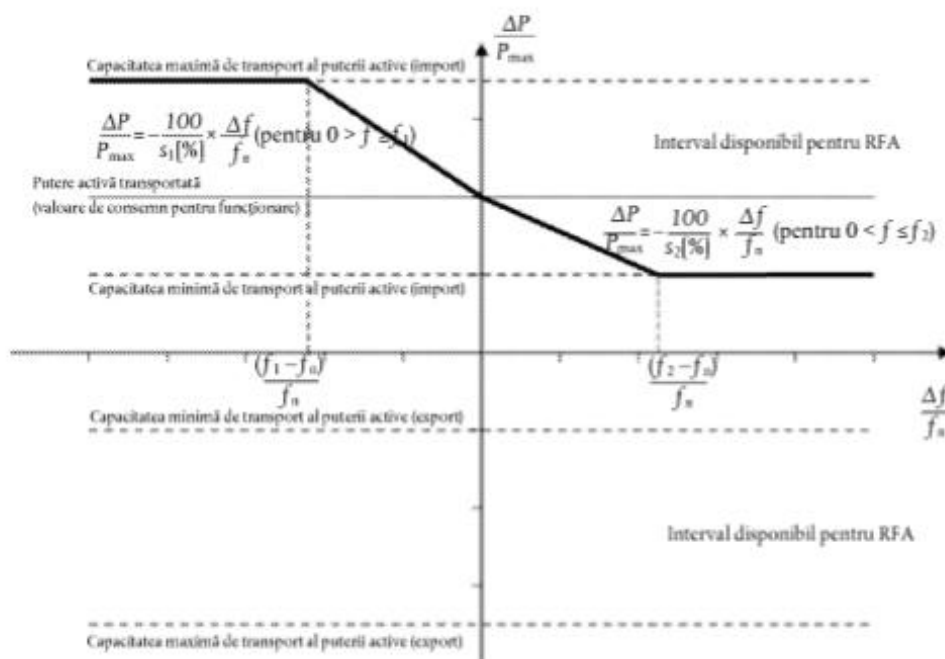


Fig. 1: Capacitatea de răspuns la abaterile de frecvență a unui sistem HVDC în mod RFA, ilustrând cazul bandă moartă și bandă de insensibilitate zero cu o valoare de consens pozitivă a puterii active (mod import). ΔP este variația puterii active din sistemul HVDC. f_n este frecvența țintă în rețeaua de curent alternativ în cazul în care este furnizat serviciul RFA, iar Δf este abaterea de frecvență din rețeaua de curent alternativ în care este furnizat serviciul RFA.

Parametri	Intervale
Bandă moartă pentru răspunsul la frecvență	0 ÷ 500 mHz
Statism s_1 (reglaj crescător)	Minimum 0,1 %
Statism s_2 (reglaj descrescător)	Minimum 0,1 %
Marjă de insensibilitate pentru răspunsul la frecvență	10 ÷ 30 mHz

Tabelul 2: Parametri pentru răspunsul la abaterile de frecvență în RFA

- (3) În urma unei dispoziții transmise de OTS, sistemul HVDC trebuie să poată să ajusteze statismul pentru reglajul crescător și descrescător, banda moartă pentru răspunsul la frecvență și intervalul operațional al variației în limita gamei de putere active disponibile pentru RFA, prezentată în **figura 1** și, mai general, în

limitele stabilite la **alin. (1) și (2)**. Aceste valori se notifică la ANRE. (anexa II – A, alin. 1 (c));

- (4) Ca urmare a schimbării treptei de frecvență, sistemul HVDC trebuie să permită ajustarea puterii active la răspunsul la abaterile de frecvență definit în **figura 1**, astfel încât răspunsul să fie (anexa II – A, alin. 1 (d)):

- (a) atât de rapid cât permite capacitatea tehnică (anexa II – A, alin. 1 (d) - i); și
(b) pe linia plină sau deasupra acesteia, în conformitate cu **figura 2**, în conformitate cu parametri specificați de către fiecare OTS, în limitele prevăzute în **tabelul 3** de mai jos (anexa II – A, alin. 1 (d) - ii):

- i) sistemul HVDC trebuie să fie capabil să ajusteze producția de putere activă ΔP până la limita intervalului de putere activă solicitată de OTS în conformitate cu t_1 și t_2 potrivit limitelor din **tabelul 3**, unde t_1 este intervalul inițial, iar t_2 este timpul pentru activarea completă. Valorile pentru t_1 și t_2 se specifică de către OTS, sub rezerva notificării ANRE. Modalitățile de realizare a acestei notificări se stabilesc în conformitate cu cadrul de reglementare național aplicabil;
- ii) dacă intervalul inițial de activare este mai mare de 0,5 s, gestionarul sistemului HVDC trebuie să justifice acest lucru în mod rezonabil în fața OTS.

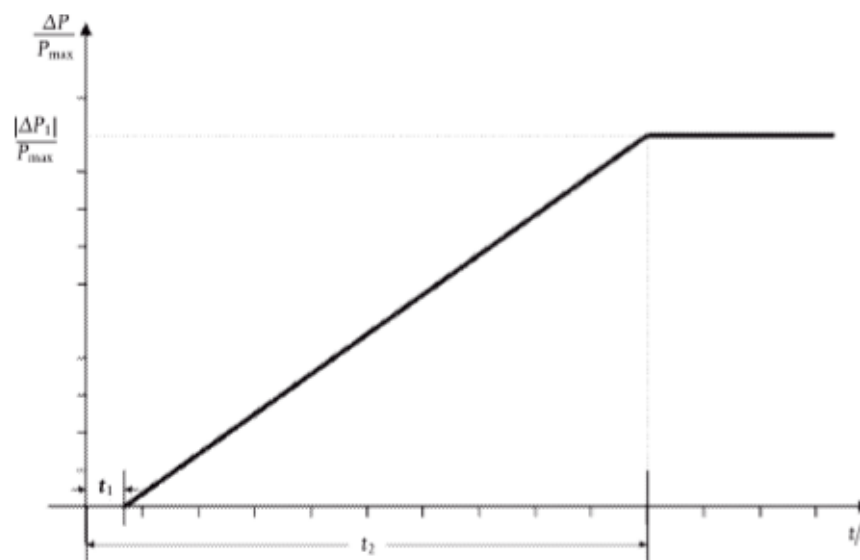


Fig. 2: Capacitatea de răspuns la abaterile de frecvență a unui sistem HVDC. ΔP este variația puterii active declanșate de schimbarea treptei de frecvență.

Parametri	Timp
Intervalul inițial maxim admisibil t_1	0,5 secunde
Durata maximă admisibilă pentru activarea completă t_2 , cu excepția cazului în care OTS specifică durate de activare mai mari	Maxim 30 secunde

Tabelul 3: Parametri pentru activarea în întregime a răspunsului la abaterile de frecvență care rezultă din schimbarea treptei de frecvență.

- (5) pentru sistemele HVDC care leagă diferite zone de reglaj sau zone sincrone, în modul de funcționare RFA, sistemul HVDC trebuie să poată ajusta răspunsul integral la frecvență/putere activă în orice moment și pentru o perioadă de timp neîntreruptă (anexa II – A, alin. 1 (e));

- (6) atâta timp cât continuă abaterile de frecvență, reglajul puterii active nu trebuie să aibă niciun impact negativ asupra răspunsului la abaterile de frecvență (anexa II – A, alin. 1 (f)).

Art. 15. În ceea ce privește **răspunsul la abaterile de frecvență – creșterea frecvenței (RFA-CR)** (anexa II – B):

- (1) În afară de cerințele de la **art. 5÷8** se aplică următoarele cerințe răspunsului la abaterile de frecvență – creșterea frecvenței **(RFA-CR)** (anexa II – B, alin. 1):
- (a) sistemul HVDC trebuie să poată să ajusteze răspunsul la abaterile de frecvență la rețeaua sau rețelele de curent alternativ, în timpul importului și exportului, în conformitate cu **figura 3** la o frecvență prag f_1 cuprinsă între 50,2 Hz și 50,5 Hz, de regulă 50,2 Hz și cu un statism s_3 ajustabil de la 0,1 % în sus, de regulă 5% (anexa II – B, alin. 1 (a));
 - (b) sistemul HVDC trebuie să poată să-și ajusteze descendent puterea activă, până la capacitatea sa minimă de transport al puterii active (anexa II – B, alin. 1 (b));
 - (c) sistemul HVDC trebuie să poată să-și ajusteze răspunsul la abaterile de frecvență cât mai rapid posibil din punct de vedere tehnic, , cu un interval inițial, de regulă de 0,5 sec și o durată necesară pentru activarea completă, de regulă de 30 sec, determinate de către OTS și notificate la ANRE. (anexa II – B, alin. 1 (c));
 - (d) sistemul HVDC trebuie să poată garanta o funcționare stabilă în timpul funcționării în RFA-CR. Atunci când RFA- CR este activ, ierarhia funcțiilor de reglaj se organizează în conformitate cu **art. 75 și 76** (anexa II – B, alin. 1 (d)).
- (2) Pragul de frecvență și parametrii de statism menționați la **alineatul (1) litera (a)** se stabilesc de către OTS se notifică la ANRE. (anexa II – B, alin. 2).

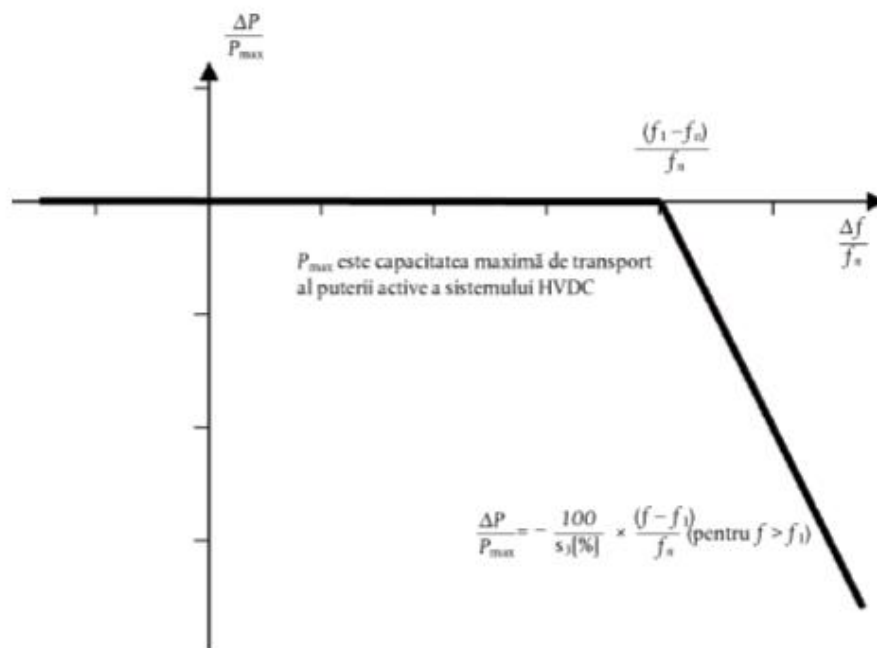


Fig. 3: Capacitatea de răspuns la abaterile de frecvență a sistemelor HVDC în RFA-CR. ΔP este variația puterii active la ieșirea din sistemul HVDC și, în funcție de condițiile de funcționare, fie o scădere a puterii de import, fie o creștere a puterii de export. f_n este frecvența nominală a rețelei sau rețelelor a.c.-de curent alternativ, la care este conectat sistemul HVDC, iar Δf este variația frecvenței în rețeaua sau rețelele la care este conectat sistemul HVDC. La creșterile frecvenței unde f este mai mare ca f_1 , sistemul HVDC reduce puterea activă în funcție de setările de statism.

Art. 16. În ceea ce privește **răspunsul la abaterile de frecvență – scăderea frecvenței** (anexa II – C):

- (1) În afară de cerințele de la **art. 5÷8**, se aplică următoarele cerințe răspunsului la variațiile de frecvență – scăderea frecvenței (**RFA-SC**) (anexa II – C, alin. 1):
- (a) sistemul HVDC trebuie să poată să ajusteze răspunsul la abaterile de frecvență la rețeaua sau rețelele de curent alternativ, în timpul importului și exportului, în conformitate cu **figura 4** la o frecvență prag f_2 cuprinsă între 49,8 Hz și 49,5 Hz, de regulă 49,8 Hz, cu un statism s_4 ajustabil de la 0,1 % în sus, de regulă 5% (anexa II – C, alin. 1 (a));
 - (b) în modul RFA-SC, sistemul HVDC trebuie să poată să își ajusteze în creștere puterea activă, până la capacitatea sa maximă de transport al puterii active (anexa II – C, alin. 1 (b));
 - (c) răspunsul la abaterile de frecvență trebuie activat cât mai rapid posibil din punct de vedere tehnic, cu un interval inițial de regulă de 0,5 sec și o durată necesară pentru activarea completă, de regulă de 30 sec, determinate de către OTS și notificate la ANRE. (anexa II – C, alin. 1 (c));
 - (d) sistemul HVDC trebuie să poată garanta o funcționare stabilă în timpul funcționării în RFA-SC. Atunci când RFA-SC este activ, ierarhia funcțiilor de reglaj se organizează în conformitate cu **art. 75 și 76** (anexa II – C, alin. 1 (d)).
- (2) Pragul de frecvență și parametrii de statism menționați la **alineatul (1) litera (a)** se stabilesc de către OTS și se notifică la ANRE. (anexa II – C, alin. 2).

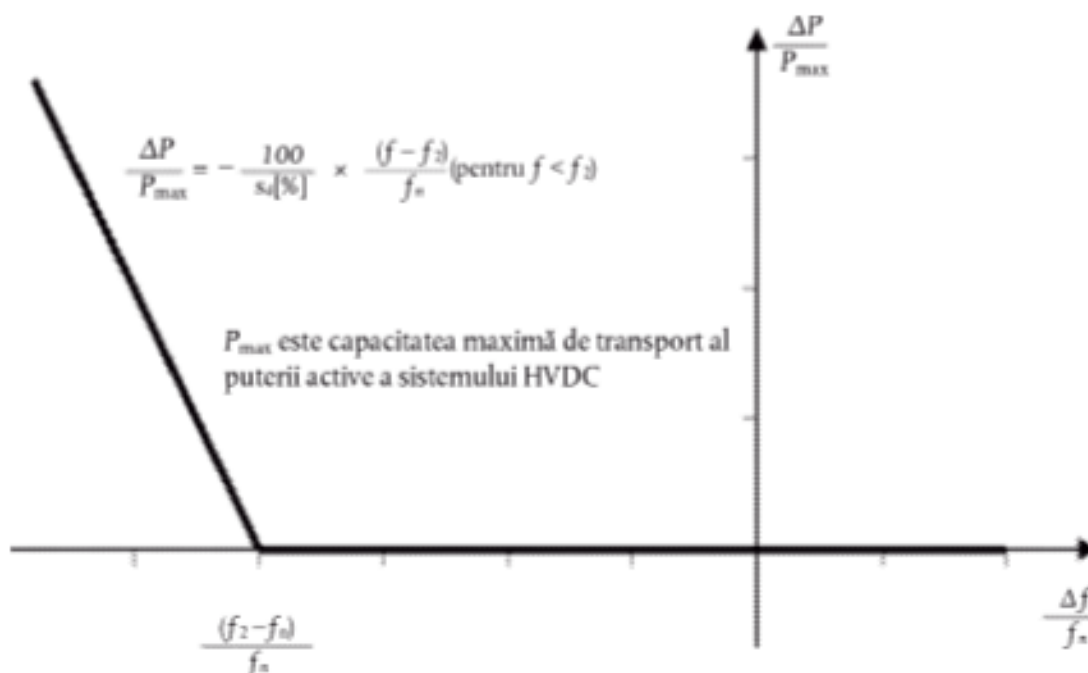


Fig. 4: Capacitatea de răspuns frecvență/putere activă a sistemelor HVDC în RFA-SC. ΔP variația puterii active a sistemului HVDC, în funcție de starea de funcționare, creșterea puterii de import sau creșterea puterii de export. f_n este frecvența nominală a rețelei sau rețelelor a.c.- de curent alternativ la care este conectat sistemul HVDC, iar Δf este variația frecvenței în rețeaua sau rețelele a.c.- de curent alternativ, la care este conectat sistemul HVDC. La scăderile de frecvență unde f este mai mic decât f_2 , sistemul HVDC crește puterea activă în funcție de statismul s_4

Art. 17. (1) În ceea ce privește **reglajul automat de frecvență**, în cazul în care se specifică de către OTS, un sistem HVDC trebuie să fie prevăzut cu un mod de reglaj automat descentralizat pentru a modifica producția de putere activă a stației de conversie HVDC în funcție de frecvențele din toate punctele de racordare ale sistemului HVDC în scopul de a menține stabilitatea frecvenței sistemelor (art. 16, alin. 1).

- (2) OTS precizează principiul de funcționare, parametrii de performanță aferenți și criteriile de activare a reglajului de frecvență menționat la **alineatul (1)** (art. 16, alin. 2).

- Art. 18.** (1) În ceea ce privește **pierderea maximă de putere activă**, un sistem HVDC trebuie configurat astfel încât pierderea de putere activă injectată într-o zonă sincronă să fie limitată la o valoare specificată de OTS pentru zona lui de reglaj frecvență-putere, pe baza impactului sistemului HVDC asupra sistemului energetic. (art. 17, alin. 1).
- (2) În cazul în care un sistem HVDC face legătura între două sau mai multe zone de reglaj, OTS în cauză se consultă reciproc pentru a stabili o valoare coordonată a pierderii maxime din injecția de energie activă, astfel cum se menționează la **alineatul (1)**, ținând seama de afectarea comună a diferitelor zone. (art. 17, alin. 2).

4.2. Cerințe pentru reglajul puterii reactive și menținerea tensiunii

- Art. 19.** În ceea ce privește **domeniile de tensiune**, o stație de conversie HVDC trebuie să fie capabilă să rămână conectată la rețea, funcționând la valoarea maximă a curentului din sistemul HVDC, în limitele tensiunii de rețea din punctul de racordare, exprimate prin tensiunea în punctul de racordare aferent tensiunii nominale de 1 u.r. și în perioadele de timp prevăzute în **tabelele 4 și 5**. Stabilirea tensiunii nominale de 1 u.r. se face în comun de către operatorii de sistem relevanți adiacenți (art. 18, alin. 1 și anexa III):

Domeniu de tensiune	Perioadă de funcționare
0,85 u.r. - 1,118 u.r.	Nelimitată
1,118 u.r. - 1,15 u.r.	nu mai mică de 20 de minute

Tabelul 4: Duratele minime în care un sistem HVDC e capabil să funcționeze cu tensiuni care se abat de la valoarea de referință 1 u.r. la punctele de racordare fără deconectarea de la rețea. Acest tabel se aplică la valori ale tensiunii cuprinse între 110 kV și 220 kV.

Domeniu de tensiune	Perioadă de funcționare
0,85 u.r. - 1,05 u.r.	Nelimitată
1,05 u.r. - 1,0875 u.r.	Urmează să fie specificată de către fiecare OTS, dar nu mai mică de 20 de minute
1,0875 u.r. - 1,10 u.r.	20 de minute

Tabelul 5: Duratele minime în care un sistem HVDC e capabil să funcționeze cu tensiuni care se abat de la valoarea de referință 1 u.r. la punctele de racordare fără deconectarea de la rețea. Acest tabel se aplică în cazul valorilor de bază u.r. ale tensiunii între 300 kV și 400 kV

- Art. 20.** Gestionarul sistemului HVDC și operatorul de rețea relevant, în cooperare cu OTS, pot conveni asupra unor limite de tensiune mai mari sau asupra unor perioade minime de funcționare mai mari decât cele specificate la **art. 20**, pentru a asigura utilizarea optimă a capacităților tehnice ale unui sistem HVDC, dacă acest lucru este necesar pentru a menține sau a restabili siguranța în funcționare. Dacă domeniile de tensiune mai extinse sau perioadele minime mai lungi de funcționare sunt fezabile

din punct de vedere economic și tehnic, gestionarul sistemului HVDC nu va refuza în mod nerezonabil să-și dea consimțământul (art. 18, alin. 2).

Art. 21. O stație de conversie HVDC trebuie să fie capabilă de deconectare automată la tensiunile de în punctul de racordare specificate de operatorul de rețea relevant, în cooperare cu OTS. Condițiile și parametrii pentru deconectarea automată se convin între operatorul de rețea relevant, în cooperare cu OTS și cu gestionarul sistemului HVDC (art. 18, alin. 3).

Art. 22. Pentru punctele de racordare la tensiunile c.a. nominale de 1 u.r. care nu sunt incluse în limitele prevăzute la **art. 20**, operatorul de rețea relevant, în cooperare cu OTS, precizează cerințele aplicabile în punctele de racordare (art. 18, alin. 4).

Art. 23. În ceea ce privește **contribuția la scurtcircuit în timpul defectelor**, dacă se specifică de către operatorul de rețea relevant, în cooperare cu OTS, un sistem HVDC trebuie să aibă capacitatea de a furniza componenta tranzitorie a curentului de defect într-un punct de racordare în cazul defectelor simetrice (trifazate) (art. 19, alin. 1).

Art. 24. În cazul în care un sistem HVDC trebuie să aibă capacitatea menționată la **art. 23**, operatorul de rețea relevant, în cooperare cu OTS, precizează următoarele (art. 19, alin. 2):

- (a) modul și momentul în care se determină o abatere de tensiune, precum și terminarea abaterii de tensiune, de regulă valoarea este de 0,9 Un. (art. 19, alin. 2 (a));
- (b) caracteristicile componentei tranzitorii a curentului de defect (art. 19, alin. 2 (b));
- (c) secvența de timp și precizia componentei de regim tranzitoriu a curentului de defect, care poate include mai multe etape (art. 19, alin. 2 (c)).

Art. 25. Operatorul de rețea relevant, în coordonare OTS, poate preciza o cerință pentru introducerea de curent asimetric în cazul defectelor asimetrice (monofazate sau bifazate) (art. 19, alin. 3).

Art. 26. În ceea ce privește **capacitatea de livrare de putere reactivă**, operatorul de rețea relevant, în colaborare cu OTS, trebuie să stabilească cerințele referitoare la capacitatea de livrare de putere reactivă la punctele de racordare, în contextul variațiilor de tensiune. Propunerea pentru aceste cerințe include o diagramă U-Q/P_{max}, în limita căreia stația de conversie HVDC trebuie să poată furniza putere reactivă la capacitatea sa maximă de transport al puterii active (art. 20, alin. 1).

Art. 27. Diagrama U-Q/P_{max} menționată la **art. 26** respectă următoarele principii (art. 20, alin. 2):

- (a) diagrama U-Q/P_{max} nu trebuie să depășească conturul profilului U-Q/P_{max} reprezentat de conturul interior din **figura 5** și nu este necesar să fie de formă dreptunghiulară (art. 20, alin. 2 (a) și anexa IV);
- (b) dimensiunile conturului profilului U-Q/P_{max} trebuie să respecte valorile stabilite pentru fiecare zonă sincronă în **tabelul 6** (art. 20, alin. 2 (b) și anexa IV);
- (c) poziția înfășurătoarei profilului U-Q/P_{max} trebuie să respecte limitele înfășurătoarei exterioare fixe din **figura 5** (art. 20, alin. 2 (c) și anexa IV).

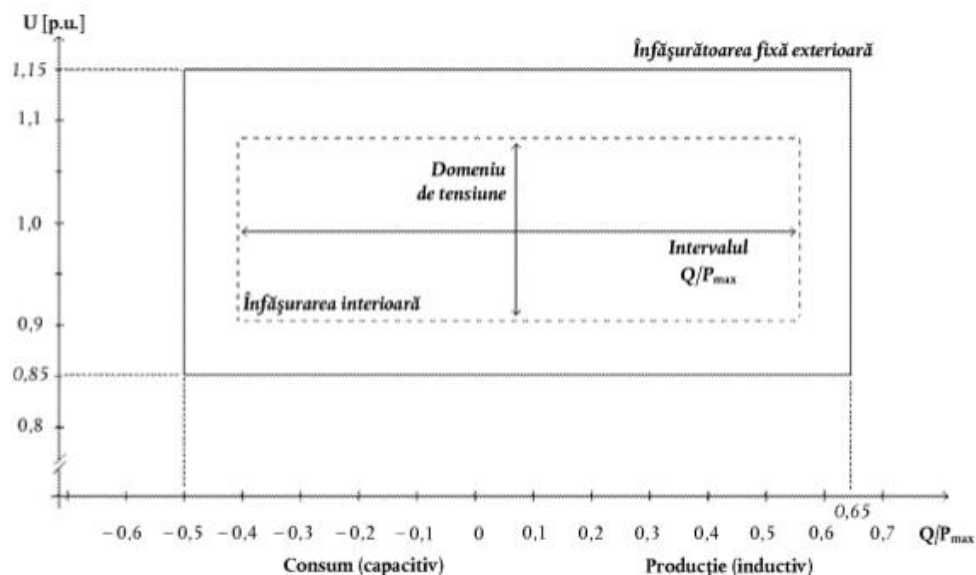


Fig. 5: Diagrama reprezintă limitele unui profil U - $Q/P_{\max}$ în care U este tensiunea la punctele de racordare, exprimată prin raportul dintre valoarea reală și valoarea nominală 1 u.r., iar $Q/P_{\max}$ este raportul dintre puterea reactivă și capacitatea maximă de transport al puterii active a sistemului HVDC. Poziția, dimensiunea și forma conturului interior sunt orientative și în interiorul acestuia pot fi folosite și alte forme decât cele dreptunghiulare. Pentru alte forme ale profilului decât cele dreptunghiulare, domeniul de tensiune reprezintă valorile cele mai mari și cele mai mici ale tensiunii din forma respectivă. Un astfel de profil nu ar determina disponibilitatea întregului interval de putere reactivă pe domeniul de tensiuni în regim staționar.

Intervalul maxim al $Q/P_{\max}$	Intervalul maxim al nivelului de tensiune staționară în u.r.
0,95	0,225

Tabelul 6: Parametrii pentru conturul interior din grafic

Art. 28. Un sistem HVDC trebuie să se poată deplasa la orice punct de funcționare din cadrul diagramei U - $Q/P_{\max}$ în intervalele de timp specificate de operatorul de rețea relevant în cooperare cu OTS (art. 20, alin. 3).

Art. 29. Atunci când funcționează la o putere activă sub valoarea maximă a capacității de transport al puterii active a HVDC ($P < P_{\max}$), stația de conversie HVDC trebuie să fie capabilă să funcționeze în orice punct de funcționare posibil, astfel cum se specifică de către operatorul de rețea relevant în cooperare cu OTS și în conformitate cu capacitatea de putere reactivă stabilită de profilul U - $Q/P_{\max}$ indicat la **art. 26-28** (art. 20, alin. 4).

Art. 30. În ceea ce privește **puterea reactivă schimbată cu rețeaua**, gestionarul sistemului HVDC se asigură că puterea reactivă a stației de conversie HVDC schimbată cu rețeaua în punctul de racordare este limitată la valorile specificate de operatorul de rețea în cooperare cu OTS (art. 21, alin. 1).

Art. 31. Variația puterii reactive cauzată de funcționarea stației de conversie HVDC în modul de reglaj al puterii reactive, menționată la **art. 30 alin. 1**, nu duce la un salt de tensiune mai mare decât valoarea permisă în punctul de racordare. Operatorul de rețea relevant, în cooperare cu OTS, stabilește această valoare maximă tolerabilă a variației de tensiune (art. 21, alin. 2).

- Art. 32.** În ceea ce privește **modul de reglaj al puterii reactive**, o stație de conversie HVDC trebuie să fie capabilă de funcționare într-unul sau mai multe din modurile de reglaj de mai jos, după cum specifică operatorul de rețea relevant în cooperare cu OTS (art. 22, alin. 1):
- (a) modul de reglaj al tensiunii, utilizat de regulă (art. 22, alin. 1 (a));
 - (b) modul de reglaj al puterii reactive (art. 22, alin. 1 (b));
 - (c) modul de reglaj al factorului de putere (art. 22, alin. 1 (c)).
- Art. 33.** O stație de conversie HVDC trebuie să fie capabilă de funcționare în moduri de reglaj suplimentare, specificate de operatorul de rețea în cooperare cu OTS (art. 22, alin. 2).
- Art. 34.** În ceea ce privește modul de reglaj al tensiunii, fiecare stație de conversie HVDC trebuie să fie capabilă să contribuie la reglajul tensiunii în punctul de racordare prin utilizarea capacităților sale, respectând în același timp dispozițiile **art. 26÷31**, în conformitate cu următoarele caracteristici ale reglajului (art. 22, alin. 3):
- (a) o tensiune de referință în punctul de racordare trebuie prevăzută astfel încât să acopere un anumit interval de funcționare, în mod continuu sau în trepte, de către operatorul de rețea relevant, în cooperare cu OTS (art. 22, alin. 3 (a));
 - (b) reglajul tensiunii poate fi acționat cu sau fără bandă moartă în jurul unei valori de referință, care să poată fi selectată din intervalul de la zero până la $\pm 5\%$ din tensiunea de rețea convenită în unități relative 1 u.r. Banda moartă trebuie să fie ajustabilă în trepte, după cum se specifică de către operatorul de rețea relevant în cooperare cu OTS, de regulă de 0,5 kV (art. 22, alin. 3 (b));
 - (c) în urma unei schimbări a treptei de tensiune, stația de conversie HVDC trebuie să poată (art. 22, alin. 3 (c)):
 - i) să realizeze 90 % din variația puterii reactive într-un timp t_1 prevăzut de operatorul de sistem în coordonare cu OTS. Timpul t_1 trebuie să se situeze în intervalul 0,1÷10 secunde (art. 22, alin. 3 (c) – i); și
 - ii) să se limiteze la valoarea specificată de rampa de variație activă într-un timp t_2 prevăzut de operatorul de rețea relevant în cooperare cu OTS. Timpul t_2 trebuie să se situeze în intervalul 1÷60 secunde, cu o anumită toleranță în regim staționar exprimată în % din valoarea maximă a puterii reactive (art. 22, alin. 3 (c) – ii);
 - (d) modul de reglaj al tensiunii include capacitatea de a modifica puterea reactivă rezultată, pe baza unei combinații dintre o valoare de referință modificată a tensiunii și o altă componentă suplimentară a puterii reactive solicitate. Rampa trebuie să fie specificată de un interval de timp și o valoare de variație (treaptă), după cum se prevede de către operatorul de rețea relevant în cooperare cu OTS (art. 22, alin. 3 (d)).
- Art. 35.** În ceea ce privește modul de reglaj al puterii reactive, operatorul de rețea relevant indică o variație de putere reactivă în MVar sau în % din valoarea maximă a puterii reactive, precum și precizia aferentă în punctul de racordare, utilizând capacitățile sistemului HVDC și respectând totodată **art. 26÷31** (art. 22, alin. 4).
- Art. 36.** În ceea ce privește modul de comandă al factorului de putere, stația de conversie HVDC trebuie să poată regla factorul de putere la o valoare ținută definită în punctul de racordare, respectând **art. 26÷31**. Valorile prescrise referinței trebuie să fie disponibile în trepte care să nu depășească o valoare maximă permisă stabilită de operatorul de rețea relevant (art. 22, alin. 5).
- Art. 37.** Operatorul de rețea relevant, în cooperare cu OTS, trebuie să precizeze toate echipamentele necesare pentru a permite selectarea de la distanță a modurilor de reglaj și ale valorilor de referință (art. 22, alin. 6).

Art. 38. În ceea ce privește **întâietatea contribuției puterii active sau reactive** și ținând cont de capacitățile sistemului HVDC menționate în conformitate cu prezenta normă tehnică, OTS trebuie să stabilească dacă are prioritate contribuția puterii active sau contribuția puterii reactive în timpul funcționării la tensiune înaltă sau joasă sau în timpul defectelor pentru care este necesară capacitatea de trecere peste defect. În cazul în care prioritatea este acordată contribuției puterii active, furnizarea acesteia se stabilește într-un interval de timp de la începutul defectului, astfel cum se specifică de către OTS (art. 23).

Art. 39. În ceea ce privește **calitatea energiei electrice** un proprietar de sistem HVDC trebuie să se asigure că propriul sistem de racordare la rețea nu determină un nivel de distorsiune sau de fluctuații ale tensiunii de alimentare în rețea, în punctul de racordare, peste nivelul specificat de operatorul de rețea relevant în cooperare cu OTS. Procesul necesar pentru realizarea de studii și furnizarea de date relevante de către toți utilizatorii rețelei implicați, precum și măsurile de atenuare identificate și implementate trebuie să respecte procedura de la **art. 49÷55** (art. 24).

4.3. Cerințe pentru capacitatea de trecere peste defect

Art. 40. Respectând **art. 19÷22**, OTS precizează o diagramă a dependenței tensiune-timp, așa cum este prevăzut în **fig. 6** și având în vedere modul de evoluție a tensiunii în timp prevăzut în norma tehnică pentru modulele generatoare din centrală. Această diagramă se aplică în punctele de racordare în condiții de defect, în care stația de conversie HVDC trebuie să poată rămâne conectată la rețea și în stare de funcționare stabilă după ce sistemul și-a revenit în urma eliminării defectului. Diagrama dependenței tensiune-timp exprimă o limită inferioară a variației reale a tensiunilor la borne la nivelul de tensiune a rețelei în punctul de racordare în timpul unui defect simetric, ca funcție de timp înainte, în timpul defectului și după aceea. Orice trecere peste defect care depășește t_{rec2} se stabilește de către OTS în conformitate cu **art. 19÷22** (art. 25, alin. 1 și anexa V).

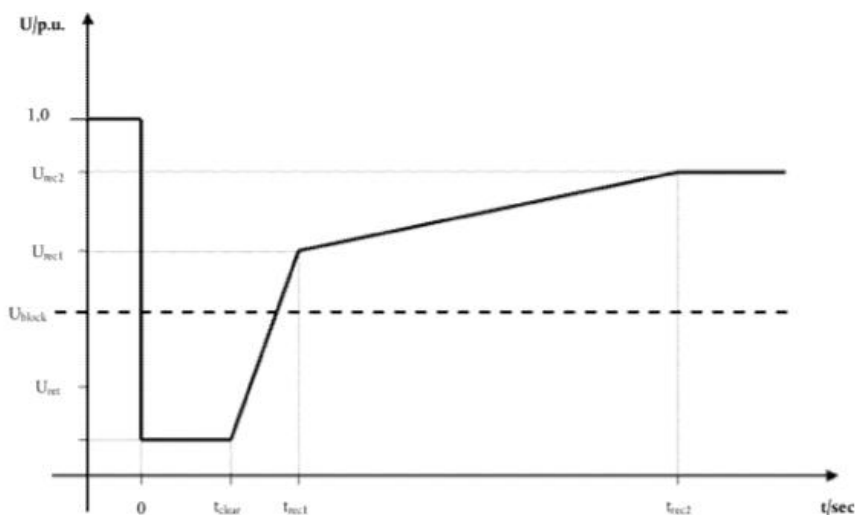


Fig. 6: Profilul de trecere peste defect al stației de conversie HVDC. Diagrama reprezintă limita inferioară a profilului dependenței tensiune-timp la punctul de racordare, exprimată ca raport între valoarea reală și valoarea nominală 1 u.r. în unități relative înainte, în timpul unui defect și după aceea. U_{ret} este tensiunea remanentă în punctul de racordare în timpul unui defect, t_{clear} este momentul eliminării defectului, U_{rec1} și t_{rec1} specifică un punct din limitele inferioare ale restabilirii tensiunii după eliminarea defectului. U_{block} este tensiunea de blocare la punctul de racordare. Valorile temporare la care se face referire sunt măsurate față de momentul de timp de defect t_{fault} .

Parametrii tensiunii [u.r.]		Parametri de timp [secunde]	
U_{ret}	0,00	T_{clear}	0,25
U_{rec1}	0,85	t_{rec1}	2,5
U_{rec2}	0,90	t_{rec2}	10,0

Tabelul 7: Parametrii pentru **fig. 6** în ceea ce privește capacitatea de trecere peste căderea de tensiune la o stație de conversie HVDC

Art. 41. (1) La cererea gestionarului de sistem HVDC, operatorul de rețea relevant furnizează condițiile înainte și după defect, după cum se prevede la **art. 63÷65** în ceea ce privește (art. 25, alin. 2):

- (a) capacitatea minimă de scurtcircuit înainte de defect în punctele de racordare, exprimată în MVA (art. 25, alin. 2 (a));
- (b) punctul de funcționare înainte de defect al stației de conversie HVDC, exprimat în putere activă și putere reactivă în punctul de racordare și tensiune în punctul de racordare (art. 25, alin. 2 (b)); și
- (c) capacitatea minimă de scurtcircuit după defect în punctele de racordare, exprimată în MVA (art. 25, alin. 2 (c)).

(2) În mod alternativ, operatorul de rețea relevant poate furniza valorile generice pentru condițiile de la alin. 1, derivate din cazuri tipice (art. 25, alin. 2).

Art. 42. Stația de conversie HVDC trebuie să rămână conectată la rețea și să continue să funcționeze în mod stabil în cazul în care variația reală a tensiunilor la borne pe nivelul de tensiune în punctul de racordare în timpul unui defect simetric, având în vedere condițiile înainte și după defect de la **art. 63÷65**, rămâne peste limita inferioară prevăzută în graficul din **fig. 6**, cu excepția cazului în care sistemul de protecție pentru defectele electrice interne necesită deconectarea de la rețea a stației de conversie HVDC. Sistemele de protecție și setările pentru defectele interne trebuie proiectate astfel încât să nu pericliteze performanța capacității de trecere peste defect solicitată de OTS (art. 25, alin. 3).

Art. 43. OTS poate stabili limite de tensiune (U_{block}) în punctele de racordare în rețea, în anumite condiții de rețea, la care se permite blocarea sistemului HVDC. Blocarea înseamnă rămânerea în stare de conectare la rețea fără contribuție de putere activă și reactivă pentru un interval de timp care trebuie să fie cât mai scurt posibil din punct de vedere tehnic și care este stabilit în comun de către OTS și gestionarul sistemului HVDC (art. 25, alin. 4).

Art. 44. În conformitate cu **art. 70÷72**, protecția la tensiune scăzută se stabilește de către gestionarul sistemului HVDC la capacitatea tehnică cea mai amplă posibil a stației de conversie HVDC. Operatorul de rețea relevant, în cooperare cu OTS, poate stabili și capacități mai reduse, în temeiul **art. 72÷74** (art. 25, alin. 5).

Art. 45. OTS precizează capabilitățile de trecere peste defect în cazul defectelor asimetrice (art. 25, alin. 6).

Art. 46. În ceea ce privește **restabilirea puterii active după defect**, OTS precizează nivelul și graficul în timp al restabilirii puterii active pe care sistemul HVDC este capabil să o furnizeze, în conformitate cu **art. 40÷45** (art. 26).

Art. 47. În ceea ce privește **revenirea rapidă după defect în c.c.**, sistemele HVDC, inclusiv liniile aeriene c.c., trebuie să permită revenirea rapidă după defectele tranzitorii apărute în sistemul HVDC. Detaliile acestei capacități fac obiectul coordonării și

convenirii sistemelor de protecție și al setărilor menționate în temeiul **art. 70÷72** (art. 27).

4.4. Cerințe pentru comandă și control

- Art. 48.** În ceea ce privește **punerea sub tensiune și sincronizarea stațiilor de conversie HVDC**, cu excepția unor dispoziții contrare din partea operatorului de rețea relevant, în cursul punerii sub tensiune sau sincronizării unei stații de conversie HVDC la rețeaua de c.a. sau în timpul conectării unei stații de conversie HVDC puse sub tensiune la un sistem HVDC, stația de conversie HVDC trebuie să aibă capacitatea să limiteze orice modificări ale nivelului de tensiune într-un regim permanent stabilit de operatorul de rețea relevant în coordonare cu OTS. Nivelul specificat nu trebuie să depășească 5% din tensiunea de presincronizare. Operatorul de rețea relevant, în coordonare cu OTS, specifică amplitudinea maximă, durata și intervalul de măsurare a tensiunilor tranzitorii (art. 28).
- Art. 49.** În ceea ce privește **interacțiunile dintre sistemele HVDC și alte centrale sau echipamente**, atunci când mai multe stații de conversie HVDC sau alte instalații și echipamente se află în imediată proximitate electrică, OTS poate preciza dacă este necesar un studiu suplimentar, specific, care să demonstreze că nu vor avea loc interacțiuni negative. În cazul în care se depistează interacțiuni negative, studiile trebuie să identifice potențiale măsuri de atenuare care trebuie implementate pentru a asigura conformitatea cu cerințele prezentei norme tehnice (art. 29, alin. 1).
- Art. 50.** Studiile menționate la **art. 49** se efectuează de către gestionarul sistemului HVDC, cu participarea tuturor celorlalte părți identificate de către OTS ca fiind relevante pentru fiecare punct de racordare. Statele membre pot să prevadă că responsabilitatea pentru efectuarea studiilor în conformitate cu prezentul articol îi revine OTS. Toate părțile sunt informate asupra rezultatelor studiilor (art. 29, alin. 2).
- Art. 51.** Toate părțile identificate de către OTS ca fiind relevante pentru fiecare punct de racordare, inclusiv OTS, contribuie la studii și furnizează toate datele și modelele relevante, după cum este rezonabil necesar pentru atingerea scopului acestor studii. OTS colectează aceste informații și, dacă este cazul, le transmite părții responsabile pentru studii, în conformitate cu obligațiile în materie de confidențialitate (art. 29, alin. 3).
- Art. 52.** OTS evaluează rezultatul studiilor pe baza domeniului de aplicare și a dimensiunii lor, în conformitate cu **art. 49**. Dacă este necesar pentru evaluare, OTS poate solicita gestionarului sistemului HVDC să realizeze studii suplimentare în conformitate cu domeniul de aplicare și cu amploarea specificate (art. 29, alin. 4).
- Art. 53.** OTS poate revizui sau reface studiile, integral sau parțial. Gestionarul sistemului HVDC furnizează OTS toate datele și modelele relevante care permit efectuarea studiului (art. 29, alin. 5).
- Art. 54.** Măsurile de atenuare necesare identificate de studiile efectuate în conformitate cu **art. 50÷53** și evaluate de către OTS trebuie să fie luate de către gestionarul sistemului HVDC ca parte a procesului de racordare a noilor stații de conversie HVDC (art. 29, alin. 6).
- Art. 55.** OTS poate specifica valori de performanță temporare asociate unor evenimente legate de un sistem HVDC individual sau de mai multe sisteme HVDC afectate în

mod obișnuit. Această dispoziție poate fi prevăzută pentru a proteja integritatea atât a echipamentelor OTS, cât și a celor ale utilizatorilor de rețea în concordanță cu codul național (art. 29, alin. 7).

- Art. 56.** În ceea ce privește **capabilitatea de amortizare a interacțiunii torsionale subsincrone**, sistemul HVDC trebuie să poată contribui la amortizarea oscilațiilor de putere în rețelele de c.a. conectate. Sistemul de reglaj al sistemului HVDC nu reduce amortizarea oscilațiilor de putere caracteristice amortizării interacțiunii torsionale subsincrone. OTS stabilește un domeniu de frecvență al oscilațiilor în care sistemul de reglaj va contribui la amortizare și condițiile de rețea la producerea acestui eveniment. Acestea stau la baza studiilor de evaluare a stabilității dinamice efectuate de OTS pentru a identifica limitele de stabilitate și potențialele probleme de stabilitate în sistemele lor de transport. Selectarea setărilor parametrilor de reglaj se stabilește de comun acord între OTS și gestionarul sistemului HVDC (art. 30).
- Art. 57.** În ceea ce privește **capacitatea de amortizare a interacțiunii torsionale subsincrone (ITSS)**, echipamentele HVDC trebuie să fie capabile să contribuie la amortizarea electrică a oscilațiilor de frecvență torsionale (art. 31, alin. 1).
- Art. 58.** OTS precizează amploarea necesară a studiilor ITSS și furnizează parametri de intrare, în măsura în care este posibil, în legătură cu echipamentele și condițiile sistemului respectiv în rețeaua sa. Studiile ITSS sunt furnizate de către gestionarul sistemului HVDC. Studiile identifică eventualele condiții în care există ITSS și propun procedurile de atenuare necesare. Statele membre pot să prevadă că responsabilitatea pentru efectuarea studiilor în conformitate cu prezentul articol îi revine OTS. Toate părțile sunt informate asupra rezultatelor studiilor (art. 31, alin. 2).
- Art. 59.** Toate părțile identificate de către OTS ca fiind relevante pentru fiecare punct de racordare, inclusiv OTS, contribuie la studii și furnizează toate datele și modelele relevante, după cum este rezonabil necesar pentru atingerea scopului acestor studii. OTS colectează aceste informații și, dacă este cazul, le transmite părții responsabile pentru studii, în conformitate cu obligațiile în materie de confidențialitate (art. 31, alin. 3).
- Art. 60.** OTS evaluează rezultatul studiilor ITSS. Dacă este necesar pentru evaluare, OTS poate solicita ca gestionarul sistemului HVDC să efectueze în continuare studii ITSS în conformitate cu același domeniu de aplicare și respectând aceeași amploare (art. 31, alin. 4).
- Art. 61.** OTS poate revizui sau reproduce studiul. Gestionarul sistemului HVDC furnizează OTS toate datele și modelele relevante care permit realizarea studiului (art. 31, alin. 5).
- Art. 62.** Măsurile de atenuare necesare identificate de studiile efectuate în conformitate cu **art. 58** sau **art. 60** și evaluate de către OTS relevanți trebuie să fie luate de către gestionarul sistemului HVDC ca parte a racordării noilor stații de conversie HVDC (art. 31, alin. 6).
- Art. 63.** În ceea ce privește **caracteristicile rețelei**, operatorul de rețea relevant precizează și pune la dispoziția publicului metoda și condițiile înainte și după defect pentru calculul cel puțin al puterii minime și maxime de scurtcircuit în punctele de racordare (art. 32, alin. 1).

- Art. 64.** Sistemul HVDC trebuie să poată funcționa în intervalul de putere de scurtcircuit și în caracteristicile rețelei specificate de operatorul de rețea relevant (art. 32, alin. 2).
- Art. 65.** Fiecare operator de rețea relevant furnizează gestionarului sistemului HVDC echivalenți ai rețelei care descriu comportamentul rețelei în punctul de racordare, permițând proprietarilor de sisteme HVDC să-și proiecteze sistemul lor în ceea ce privește cel puțin, dar nu exclusiv, armonicile și stabilitatea dinamică de-a lungul întregului ciclu de viață al sistemului HVDC (art. 32, alin. 3).
- Art. 66.** În ceea ce privește **stabilitatea în funcționare a sistemului HVDC**, sistemul HVDC trebuie să poată găsi puncte de funcționare stabile, cu o variație minimă a fluxului de putere activă și a nivelului de tensiune, în timpul și după orice modificare planificată sau neplanificată a sistemului HVDC sau a rețelei c.a. la care acesta este racordat. OTS trebuie să precizeze schimbările condițiilor din sistem în care sistemele HVDC rămân în stare de funcționare stabilă (art. 33, alin. 1).
- Art. 67.** Gestionarul sistemului HVDC se asigură că declanșarea sau deconectarea unei stații de conversie HVDC, ca parte a unui sistem HVDC cu borne multiple sau integrat, nu duce la tensiuni tranzitorii în punctul de racordare care să depășească limita specificată de către OTS (art. 33, alin. 2).
- Art. 68.** Sistemul este astfel conceput încât să reziste defectelor tranzitorii de pe liniile de curent alternativ de înaltă tensiune dintr-o rețea adiacentă sau apropiată de sistemul HVDC, și să nu determine deconectarea de la rețea a echipamentelor din sistemul HVDC din cauza autoreanclanșării liniilor de curent alternativ din rețea (art. 33, alin. 3).
- Art. 69.** Gestionarul sistemului HVDC furnizează operatorului de rețea relevant informații privind reziliența sistemului HVDC la perturbările din sistemul a.c. (art. 33, alin. 4).

4.5. Cerințe pentru dispozitivele și reglajele corespunzătoare

- Art. 70.** În ceea ce privește **schemele și reglajele protecțiilor electrice**, operatorul de rețea relevant specifică, în coordonare cu OTS, schemele de protecție și reglajele necesare, ținând cont de caracteristicile sistemului HVDC. Schemele de protecție relevante pentru sistemul HVDC și rețea, precum și setările relevante pentru sistemul HVDC trebuie să fie coordonate și convenite între operatorul de rețea relevant, OTS și gestionarul sistemului HVDC. Schemele de protecție și setările pentru defectele electrice interne trebuie să fie proiectate în așa fel încât să nu pericliteze performanța sistemului HVDC în conformitate cu prezenta normă tehnică (art. 34, alin. 1).
- Art. 71.** Protecțiile electrice ale sistemului HVDC prevalează asupra comenzilor operaționale, ținând seama de siguranța sistemelor, de sănătatea și siguranța personalului și a publicului, precum și reducerea avariilor la sistemul HVDC (art. 34, alin. 2).
- Art. 72.** Modificările aduse schemelor de protecție sau setărilor acestora relevante pentru sistemul HVDC și rețea se convin între operatorul de rețea relevant, OTS și gestionarul sistemului HVDC, înainte de a fi implementate de către gestionarul sistemului HVDC (art. 34, alin. 3).
- Art. 73.** În ceea ce privește **ierarhizarea protecției și a controlului**, o schemă de protecții-control, indicată de către gestionarul sistemului HVDC și constând din diferite

moduri de comandă, inclusiv reglajele parametrilor specifici, trebuie să fie coordonată și convenită între OTS, operatorul de rețea relevant și gestionarul sistemului HVDC (art. 35, alin. 1).

- Art. 74.** Cu privire la ierarhizarea protecției și a reglajului, gestionarul sistemului HVDC își organizează dispozitivele de protecție și de reglaj în conformitate cu următoarea ierarhizare, în ordinea descrescătoare a importanței, cu excepția cazului în care se specifică altfel de către OTS, în coordonare cu operatorul de rețea relevant (art. 35, alin. 2):
- (a) protecția rețelei și a sistemului HVDC (art. 35, alin. 2 (a));
 - (b) reglajul puterii active suport în caz de urgență (art. 35, alin. 2 (b));
 - (c) inerția artificială, dacă este cazul (art. 35, alin. 2 (c));
 - (d) acțiunile corective automate, astfel cum se prevede la **art. 11** (art. 35, alin. 2 (d));
 - (e) RLVF (art. 35, alin. 2 (e));
 - (f) RFA și reglajul frecvenței (art. 35, alin. 2 (f)); și
 - (g) limitări privind panta de putere (art. 35, alin. 2 (g)).
- Art. 75.** În ceea ce privește **modificările schemelor și reglajelor sistemelor de protecție și control**, parametrii diferitelor moduri de comandă și reglajele protecțiilor sistemului HVDC trebuie să poată fi modificate în stația de conversie HVDC, dacă operatorul de rețea relevant sau OTS solicită acest lucru, în conformitate cu **art. 77** (art. 36, alin. 1).
- Art. 76.** Modificarea schemelor sau a reglajelor parametrilor diferitelor moduri de comandă și de protecție a sistemului HVDC, inclusiv procedura, trebuie să fie coordonată și convenită între operatorul de sistem de transport relevant, OTS și gestionarul sistemului HVDC (art. 36, alin. 2).
- Art. 77.** Modurile de reglaj și de transport și valorile prescrise ale sistemului HVDC asociate trebuie să poată fi modificate de la distanță, astfel cum prevede operatorul de rețea relevant, în cooperare cu OTS (art. 36, alin. 3).

4.6. Cerințe pentru restaurarea sistemului electroenergetic

- Art. 78.** În ceea ce privește **pornirea fără sursă de tensiune din sistem**, OTS poate obține o cotă pentru a-și asigura capacitatea de pornire fără sursă de tensiune din sistem de la un proprietar de sistem HVDC (art. 37, alin. 1).
- Art. 79.** În cazul în care una dintre stațiile de conversie este pusă sub tensiune, un sistem HVDC cu capacitate de pornire fără sursă de tensiune din sistem trebuie să poată să pună sub tensiune bara colectoare din postul de transformare c.a. la care este racordată o altă stație de conversie, într-un termen după închiderea sistemului HVDC stabilit de către OTS. Sistemul HVDC trebuie să aibă capacitatea de sincronizare în domeniul de frecvență stabilit la **art. 5÷8** și în limitele de tensiune specificate de OTS sau astfel cum se prevede la **art. 20÷24**, după caz. OTS poate prevedea intervale de tensiune și de frecvență mai mari atunci când acest lucru este necesar pentru a restabili siguranța în funcționare (art. 37, alin. 2).
- Art. 80.** OTS și gestionarul sistemului HVDC convin asupra capacității și a disponibilității capacității de pornire fără sursă de tensiune din rețea și asupra procedurii operaționale (art. 37, alin. 3).

CAPITOLUL V

CERINȚE PENTRU MODULELE MGCCC ȘI PENTRU STAȚIILE DE CONVERSIE HVDC DIN CAPETE

5.1. Cerințe pentru modulele MGCCC

Art. 81. În ceea ce privește **cerințele pentru stabilitatea frecvenței** și anume răspunsul la abaterile de frecvență (art. 39, alin. 1):

- (a) un modul de generare conectat în curent continuu trebuie să fie capabil să primească un semnal transmis rapid, de la un punct de racordare din zona sincronă în care se furnizează răspunsul la abaterile de frecvență, semnal pe care trebuie să fie capabil să îl prelucreze în decurs de 0,1 secunde de la emitere și să asigure activarea răspunsului la variația de frecvență. Frecvența trebuie măsurată în punctul de racordare în zona sincronă în care este furnizat răspunsul la frecvență (art. 39, alin. 1 (a));
- (b) modulele de generare conectate în curent continuu racordate prin sistemele de înaltă tensiune în curent continuu care se conectează cu mai mult de o zonă de reglaj trebuie să fie capabile să asigure un reglaj coordonat al frecvenței, astfel cum prevede OTS (art. 39, alin. 1 (b)).

Art. 82. În ceea ce privește domeniile de frecvență și răspunsul la abaterile frecvență (art. 39, alin. 2):

- (a) un modul de generare conectat în curent continuu trebuie să aibă capacitatea de a rămâne conectat la rețeaua stației de conversie de curent continuu – curent alternativ din capete și de a funcționa în domeniile de frecvență și pe duratele prevăzute în **tabelul 8** (art. 39, alin. 2 (a) și anexa VI);

Domeniu de frecvență	Perioadă de funcționare
47,0 Hz - 47,5 Hz	20 de secunde
47,5 Hz – 49,0 Hz	Minim 30 minute
49,0Hz – 51,5 Hz	Nelimitată
51,5 Hz - 52,0 Hz	15 minute

Tabelul 8: *Perioadele minime pentru sistemul nominal de 50 Hz în care un modul de generare conectat în curent continuu trebuie să fie capabil să funcționeze pe frecvențe diferite, care se abat de la o valoare nominală, fără deconectare de la rețea.*

- (b) OTS și gestionarul modulului de generare conectat în curent continuu pot stabili de comun acord domenii de frecvență mai largi sau perioade minime de funcționare mai mari, pentru a asigura utilizarea optimă a capacităților tehnice ale modulului de generare conectat în curent continuu, dacă acest lucru este necesar pentru a menține sau a restabili siguranța în funcționare. Dacă domeniile de frecvență mai extinse sau perioadele minime de funcționare mai mari sunt fezabile din punct de vedere economic și tehnic, gestionarul modulului de generare conectat în curent continuu nu va refuza în mod nerezonabil să-și dea acordul în acest sens (art. 39, alin. 2 (b));
- (c) un modul de generare conectat în curent continuu trebuie să fie capabil să se deconecteze automat la anumite frecvențe, de regulă la valori de frecvență sub 47 Hz cu un timp de verificare de 20 secunde respectiv la 52,1 Hz, la 1 secundă, în cazul în care acest lucru este prevăzut de către OTS. Condițiile și

parametrii pentru deconectarea automată se convin între OTS și gestionarul modulului de generare conectat în curent continuu (art. 39, alin. 2 (c)).

Art. 83. Un modul de generare conectat în curent continuu trebuie să poată rămâne conectat la rețeaua stației de conversie de curent continuu – curent alternativ din capete și în stare de funcționare dacă frecvența din sistemul de curent alternativ variază cu o viteză de până la ± 2 Hz/s pentru un interval de 500 ms, la punctul de interfață al modulului de generare conectat în curent continuu din stația de conversie de curent continuu – curent alternativ din capete pentru sistemul nominal de 50 Hz (art. 39, alin. 3).

Art. 84. În absența unui semnal transmis rapid, așa cum se specifică la **art. 81, lit. (a)**, modulele de generare conectate în curent continuu trebuie să aibă capacitatea de a asigura un răspuns limitat la abaterile de frecvență, respectiv la **creșterile de frecvență** peste valoarea nominală de 50 Hz (**RFA-CR**), astfel: (art. 39, alin. 4).

- (a) la creșterile de frecvență, modulele de generare conectate în curent continuu trebuie să scadă puterea activă produsă, corespunzător variației de frecvență, în conformitate cu figura 7 și cu următorii parametri:
 - i) pragul de frecvență de la care modulele de generare conectate în curent continuu asigură răspunsul la creșterea de frecvență este 50,2 Hz;
 - ii) valoarea statismului setat se situează între 2 % și 12 % și este dispusă de operatorul de rețea relevant prin dispoziții de dispecer, la punerea în funcțiune a modulelor de generare conectate în curent continuu. De regulă valoarea statismului este de 5%.
 - iii) modulele de generare conectate în curent continuu trebuie să fie capabile să scadă puterea activă corespunzătoare variației de frecvență cu o întârziere inițială mai mică de 500 ms (notată t_1 în figura 9). În cazul în care această întârziere este mai mare de 500 ms, gestionarul modulelor de generare conectate în curent continuu justifică această întârziere, furnizând dovezi tehnice către OTS. Timpul de răspuns pentru scăderea de putere în cazul creșterii de frecvență trebuie să fie mai mic sau egal cu 2 secunde pentru o variație de putere de 50% din puterea activă maximă. Se acceptă un timp de activare (t_2) mai mare, până la 10 secunde pentru o variație de putere de 50% din puterea activă maximă, în cazul turbinelor eoliene.
- (b) la atingerea puterii corespunzătoare nivelului minim de reglaj, modulele de generare conectate în curent continuu trebuie să fie capabile să:
 - i) funcționeze în continuare la acest nivel (în limitele puterii admisibile date de sursa primară);
 - ii) reducă în continuare puterea activă produsă, conform dispoziției de dispecer și în conformitate cu caracteristicile funcționale ale modulelor de generare de același tip.
- (c) modulele de generare conectate în curent continuu trebuie să rămână în funcționare stabilă pe durata funcționării în modul RFA-CR, la creșteri ale frecvenței peste 50,2 Hz. Când RFA-CR este activ, consemnul RFA-CR prevalează asupra oricărei referințe a puterii active.

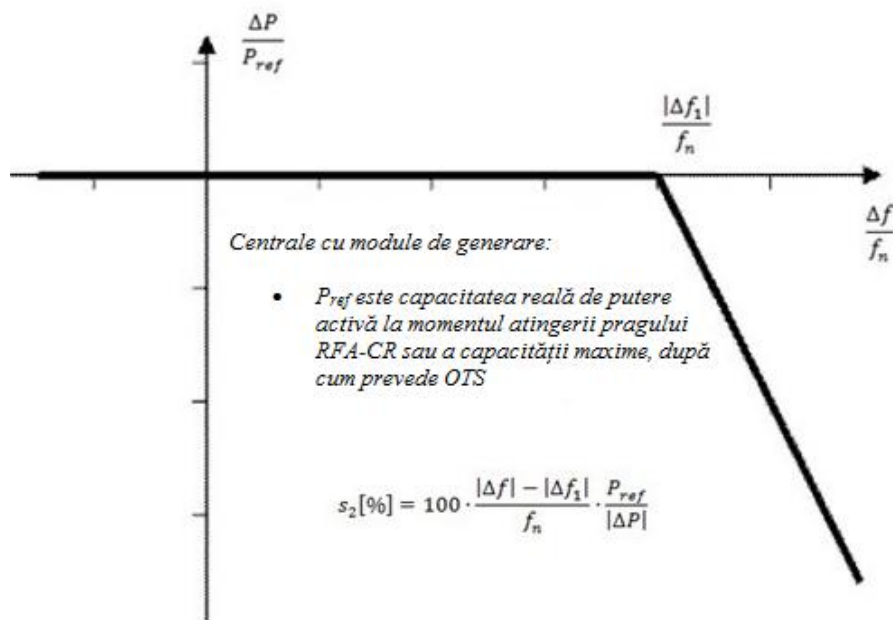


Fig. 7. Capacitatea de răspuns în putere activă la abaterile de frecvență în modul RFA-CR pentru module de generare conectate în curent continuu

unde: ΔP este variația puterii active produsă de module de generare conectate în curent continuu; P_{ref} este referința de putere activă față de care se stabilește ΔP ; Δf este abaterea frecvenței în rețea; f_n este frecvența nominală (50 Hz) în rețea. În cazul creșterilor de frecvență, unde Δf este mai mare de +200 mHz față de valoarea nominală (50 Hz), modulele de generare conectate în curent continuu trebuie să scadă puterea activă în conformitate cu statistul s_2

- Art. 85.** (1) Pentru sistemul sincron cu frecvența nominală de 50 Hz, capabilitatea unui modul de generare conectat în curent continuu de reglaj a puterii se determină astfel: timpul de atingere a referinței de putere activă sau viteza de variație a puterii active la modificarea referinței se încadrează în domeniul (10÷20) % P_{max}/min în funcție de tehnologie, timpul mort este de 0,5 ÷ 1 secundă și toleranța de realizare a referinței de 1% P_{max} .
- (2) Trebuie să se permită reglajul manual în cazul în care dispozitivele de reglaj automat de la distanță nu sunt în uz (art. 39, alin. 6).

Art. 86. În absența unui semnal transmis rapid, așa cum se specifică la **art. 81, lit. (a)**, modulele de generare conectate în curent continuu trebuie să aibă capabilitatea de a asigura un răspuns limitat la abaterile de frecvență – scăderea frecvenței (RFA-SC), (art. 39, alin. 7):

- (a) trebuie să poată mobiliza puterea activă ca răspuns la scăderea frecvenței sub un prag de frecvență de 49,8 Hz și cu un statist stabilit de OTS pentru fiecare modul de generare conectat în curent continuu la PIF sau prin dispoziții de dispecer în limitele (2÷12)%, de regulă la valoarea de 5%, ceea ce corespunde unei mobilizări de putere activă de 8% P_{max} , în conformitate cu figura 8;
- (b) furnizarea puterii active ca răspuns la scăderea frecvenței (în modul RFA-SC), trebuie să țină seama, după caz, de
- diagrama dependenței puterii active produsă de condițiile de mediu (sursa primară);
 - cerințele de funcționare ale modulelor de generare conectate în curent continuu, în special limitările privind funcționarea în apropierea puterii

active maxime în cazul unei frecvențe scăzute și impactul condițiilor externe de funcționare;

- (c) activarea răspunsului în putere activă la abaterile de frecvență nu trebuie să fie întârziată în mod nejustificat. În cazul în care întârzierea, notată cu t_1 în figura 9 este mai mare de 500 ms, gestionarul modulelor de generare conectate în curent continuu trebuie să justifice această întârziere OTS;
- (d) la funcționarea în modul RFA-SC, modulele de generare conectate în curent continuu trebuie să asigure o creștere de putere până la puterea maximă/admisibilă în funcție de sursa primară de energie. Timpul de răspuns la creșterea de putere pentru module de generare cu excepția turbinelor eoliene trebuie să fie mai mic sau egal cu 10 s la o variație de putere de maxim 50% din puterea maximă. Pentru turbinele eoliene timpul de răspuns trebuie să fie mai mic sau egal cu 5 secunde pentru o variație de putere de 20 % din puterea maximă, dacă punctul de funcționare de plecare era mai mare de 50% din puterea maximă. Se acceptă timpi de creștere a puterii active mai mari, dacă punctul de funcționare de plecare era mai mic de 50% din puterea maximă;
- (e) modulele de generare conectate în curent continuu trebuie să funcționeze stabil în timpul modului RFA-SC pe durata unor frecvențe mai mici de 49,8 Hz.

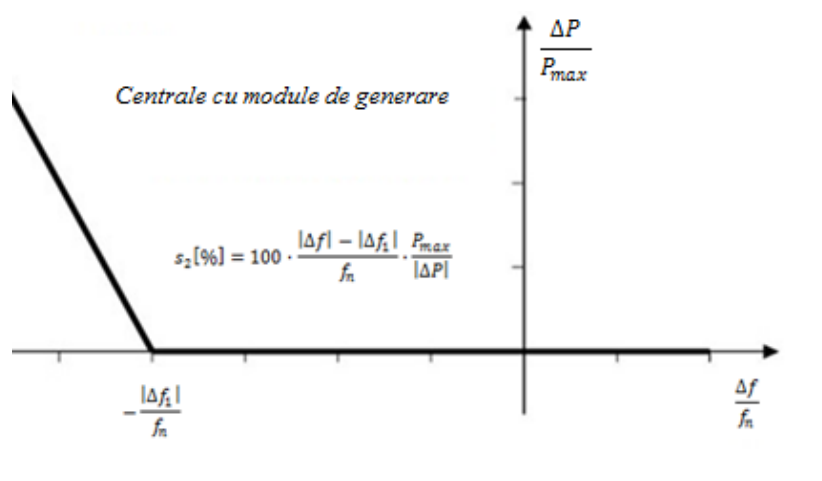


Fig. 8. Capacitatea de răspuns în putere activă la abaterile de frecvență în modul RFA-SC a centralelor cu module de generare conectate în curent continuu

unde: P_{ref} este referința de putere activă față de care se stabilește ΔP - și anume puterea maximă (nominală) a modulelor de generare conectate în curent continuu; ΔP este variația puterii active produsă de un modul de generare conectat în curent continuu; P_{ref} este referința de putere activă față de care se stabilește ΔP ; Δf este abaterea frecvenței în rețea; f_n este frecvența nominală (50 Hz). În cazul scăderilor de frecvență sub 49,8 Hz, unde Δf este mai mic ca -200 Hz, modulul de generare conectat în curent continuu trebuie să crească puterea activă în conformitate cu statismul s_2

Art. 87. În absența unui semnal transmis rapid, așa cum se specifică la **art. 81, lit. (a)**, modulele de generare conectate în curent continuu trebuie să aibă capacitatea de a asigura un răspuns la frecvență, astfel (art. 39, alin. 8):

- (a) să furnizeze RFA, în conformitate cu parametrii stabiliți de către OTS (în domeniile de valori menționate în **tabelul 9**), astfel:
 - i) în cazul creșterii frecvenței față de valoarea de 50 Hz, răspunsul în putere activă la abaterea de frecvență este limitat la nivelul minim de reglare a puterii active;
 - ii) în cazul scăderii frecvenței față de valoarea de 50 Hz, răspunsul în putere activă la abaterea de frecvență este limitat la puterea activă maximă

disponibilă dată de sursa primară. Pentru asigurarea răspunsului în putere activă este necesar ca modulul de generare conectat în curent continuu să dispună de o rezervă de putere, în limita puterii oferite de către sursa primară;

- iii) furnizarea efectivă a răspunsului în putere activă la abaterea de frecvență depinde de condițiile externe și de funcționare ale modulului de generare conectat în curent continuu în momentul mobilizării puterii active, în particular de limitările date de funcționarea modulului de generare conectat în curent continuu în condițiile sursei primare, în cazul scăderii frecvenței.
- (b) să poată modifica banda moartă de frecvență și statismul la dispoziția OTS. De regula valoarea statismului s_1 este de 5%, ceea ce corespunde unei mobilizări de putere activă de 8% $P_{\max}$;
- (c) în cazul variației treaptă a frecvenței, să fie capabilă să activeze integral puterea activă necesară ca răspuns la abaterea de frecvență, la sau peste linia din **figura 9**, în conformitate cu parametrii specificați în **tabelul 10**, în absența limitărilor de ordin tehnologic, și anume: pentru modulele de generare conectate în curent continuu cu inerție cu o întârziere (t_1) de două secunde și un timp de activare de maxim 30 de secunde (t_2), în limita puterii oferite de către sursa primară;
- (d) pentru modulele de generare conectate în curent continuu fără inerție, activarea inițială a puterii active nu trebuie să fie întârziată în mod nejustificat. În cazul în care întârzierea la activarea inițială a puterii active este mai mare de 500 ms (pentru modulele fără inerție) și două secunde (pentru modulele cu inerție), gestionarul modulului de generare conectat în curent continuu furnizează dovezi tehnice care să demonstreze motivele pentru care este necesară o perioadă mai lungă de timp;
- (e) modulul de generare conectat în curent continuu trebuie să aibă capacitatea de a furniza puterea activă corespunzător abaterii de frecvență pe o durată de maximum 30 de minute, în limita puterii oferite de către sursa primară;
- (f) reglajul puterii active nu trebuie să aibă niciun impact negativ asupra răspunsului la abaterile de frecvență.

Parametri		Intervale
Variația puterii active raportată la puterea maximă $\frac{ \Delta P_1 }{P_{\max}}$		(1,5÷12) %
Zona de insensibilitate pentru răspunsul la abaterea de frecvență	$ \Delta f_i $	10 mHz
	$\frac{ \Delta f_i }{f_n}$	0,02 – 0,06 %
Bandă moartă pentru răspunsul la abaterea de frecvență		0 mHz
Statism s_1		(2÷12) %

Tabelul 9 Parametrii de răspuns în putere activă la abaterea de frecvență (a se vedea **figura 9**)

Parametri	Intervale sau valori
Variația de putere activă mobilizată raportată la puterea maximă (domeniul răspuns la variația de frecvență) $\frac{ \Delta P_1 }{P_{\max}}$	(1,5÷12)%
Pentru MGCCC cu inerție, întârzierea inițială maximă admisibilă t_1 , cu excepția cazului în care sunt admise de către OTS perioade mai lungi de activare, în baza dovezilor tehnice furnizate de gestionarul MGCCC	2 secunde
Pentru MGCCC fără inerție, întârzierea inițială maximă admisibilă t_1 , cu excepția cazului în care se justifică altfel	500 ms
Valoarea maximă admisibilă a timpului de activare integrală t_2 , cu excepția cazului în care sunt admise de către OTS perioade mai lungi de activare, din motive de stabilitate a sistemului	30 secunde

Tabelul 10 Parametrii pentru activarea integrală a puterii active ca răspuns la abaterea treaptă de frecvență (explicație pentru **figura 9**)*

*Parametrii sunt respectați în măsura în care nu apar limitări de ordin tehnologic

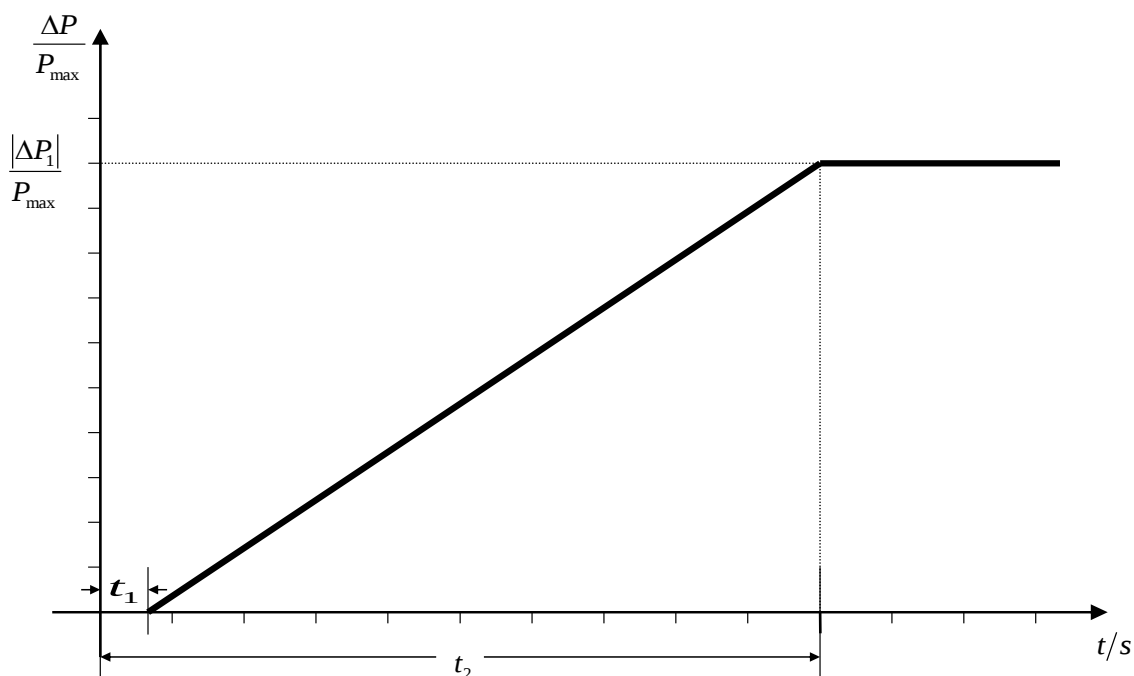


Fig. 9 Capabilitatea de răspuns la abaterile de frecvență

unde: $P_{\max}$ este puterea maximă (nominală) față de care se stabilește variația de putere activă mobilizată ΔP ; ΔP este variația de putere activă a modului de generare conectat în curent continuu. Modulul de generare conectat în curent continuu 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 în conformitate cu **tabelul 10**; t_1 este întârzierea inițială (timpul mort); t_2 este durata până la activarea completă a puterii active.

Art. 88. În absența unui semnal transmis rapid, așa cum se specifică la **art. 83, lit. (a)**, capabilitatea de restabilire a frecvenței a unui modul de generare conectat în curent continuu se determină astfel: un modul de generare conectat în curent continuu trebuie să asigure funcții specifice pentru realizarea acestor servicii, stabilite prin proceduri elaborate de OTS Acestea solicită cel puțin asigurarea reglajului RFA-CR, RFA-SC, RFA, a reglajului puterii active cu o precizie de reglaj de 1% și

viteza de variație a puterii active cel puțin de 10%Pmax/min, conectarea la regulatorul central frecvență- (art. 39, alin. 9).

Art. 89. În ceea ce privește **domeniile de tensiune** (art. 40, alin. 1):

- (a) un modul de generare conectat în curent continuu trebuie să aibă capacitatea de a rămâne conectat la rețeaua stației de conversie de curent continuu – curent alternativ din capete și de a funcționa în domeniile de tensiune (u. r.) și pe duratele prevăzute în **tabelele 11 și 12**. Domeniul de tensiune și duratele specificate aplicabile sunt selectate pe baza tensiunii de referință de 1 u.r. (art. 40, alin. 1 (a) și anexa VII):

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

Tabelul 11: *Perioadele de timp minime în care un modul de generare conectat în curent continuu trebuie să fie capabil să funcționeze la tensiuni diferite care se abat de la valoarea de referință de 1 u.r. fără a se deconecta de la rețea, la tensiuni de rețea care se abat de la valoarea nominală, în unități relative, în punctul de conectare/racordare, în cazul în care tensiunea considerată pentru valoarea de referință este 110 kV și 220 kV. De regulă, valoarea maximă de funcționare nelimitată pentru tensiunea nominală de 110 kV este de 123 kV respectiv pentru tensiunea nominală de 220 kV este de 245 kV, ca valori absolute. Pentru zone de rețea în care se convin alte valori de referință pentru tensiune, se aplică valorile din tabel în baza unor convenții de exploatare între utilizatori.*

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

Tabelul 12: *Perioadele de timp minime în care o un modul de generare conectat în curent continuu trebuie să fie capabil să funcționeze la tensiuni de rețea care se abat de la valoarea nominală, în unități relative, în punctul de conectare/racordare, în cazul în care tensiunea considerată pentru valoarea de referință este 400 kV. Pentru zone de rețea în care se convin durate mai mari de funcționare de 20 minute la valori ale tensiunii în intervalul 1,05 u.r - 1,1 u.r.. Durata maximă nu poate depăși 60 minute. Valorile vor fi convenite în baza unor convenții de exploatare între utilizatori.*

- (b) Operatorul de rețea relevant, OTS și gestionarul modulului de generare conectat în curent continuu pot stabili de comun acord domenii de tensiune mai largi sau perioade minime de funcționare mai mari, pentru a asigura utilizarea optimă a capacităților tehnice ale modulului de generare conectat în curent continuu, dacă acest lucru este necesar pentru a menține sau a restabili siguranța în funcționare. Dacă domeniile de tensiune mai extinse sau perioadele minime de funcționare mai mari sunt fezabile din punct de vedere economic și tehnic, gestionarul modulului de generare conectat în curent continuu nu va refuza în mod nerezonabil să își dea acordul în acest sens (art. 40, alin. 1 (b));
- (c) pentru modulele de generare conectat în curent continuu care au un punct de interfață sistem de înaltă tensiune în curent continuu la rețeaua stației de conversie de curent continuu – curent alternativ din capete, operatorul de rețea relevant, în cooperare cu OTS, poate specifica tensiuni la punctul de interfață

sistem de înaltă tensiune în curent continuu la care un modul de generare conectat în curent continuu trebuie să fie capabil de deconectare automată. Condițiile și parametrii pentru deconectarea automată se convin între operatorul de rețea relevant, OTS și gestionarul modulului de generare conectat în curent continuu (art. 40, alin. 1 (c));

- (d) pentru punctele de interfață la tensiunile c.a. care nu sunt incluse în domeniul de aplicare din **tabelele 11 și 12**, operatorul de rețea relevant, în cooperare cu OTS, trebuie să precizeze cerințele aplicabile punctului de racordare (art. 40, alin. 1 (d));
- (e) în cazul utilizării altor frecvențe decât cea nominală de 50 Hz, sub rezerva acordului OTS, domeniile de tensiune și duratele specificate de operatorul de rețea relevant, în cooperare cu OTS, trebuie să fie proporționale cu cele din **tabelele 11 și 12** (art. 40, alin. 1 (e)).

Art. 90. În ceea ce privește **capacitatea de putere reactivă** a modulelor de generare conectate în curent continuu (art. 40, alin. 2):

- (a) dacă gestionarul modulului de generare conectat în curent continuu poate obține un acord bilateral cu proprietarii de sisteme de înaltă tensiune în curent continuu care conectează modulul de generare conectat în curent continuu la un singur punct de racordare la o rețea c.a., el trebuie să îndeplinească toate cerințele de mai jos (art. 40, alin. 2 (a)):
 - i) trebuie să aibă capacitatea să realizeze, cu instalații sau echipamente și/sau software suplimentare, capabilitățile de livrare a puterii reactive prescrise de operatorul de rețea relevant, în cooperare cu OTS, în conformitate cu cerințele referitoare la stabilitatea tensiunii, formulate fie la momentul racordării, fie ulterior și trebuie (art. 40, alin. 2 (a), pct. i)):
 - să aibă capabilitățile puterii reactive pentru unele sau pentru toate echipamentele în conformitate cu cerințele referitoare la stabilitatea tensiunii, formulate fie la momentul racordării, fie ulterior și a echipamentelor deja instalate ca parte a racordării modulului de generare conectat în curent continuu la rețeaua de curent alternativ la momentul conectării inițiale și punerii în funcțiune; sau
 - să demonstreze și, ulterior, să ajungă la un acord cu operatorul de rețea relevant și cu OTS cu privire la modul în care va fi asigurată capabilitatea de livrare a puterii reactive atunci când modulul de generare conectat în curent continuu este racordat la mai mult de un singur punct de racordare din rețeaua de curent alternativ sau rețeaua stației de conversie de curent continuu – curent alternativ din capete are conectat, fie un modul de generare conectat în curent continuu, fie un sistem de înaltă tensiune în curent continuu cu un alt proprietar. Acest acord include un contract prin care gestionarul modulului de generare conectat în curent continuu (sau oricare proprietar ulterior) se angajează că va finanța și instala capabilitățile de putere reactivă prevăzute de prezentul articol pentru modulele sale într-un moment specificat de operatorul de rețea relevant, în cooperare cu OTS. Operatorul de rețea relevant, în cooperare cu OTS, îl informează pe gestionarul modulului de generare conectat în curent continuu asupra datei de finalizare a oricărui proiect angajat care va necesita ca gestionarul modulului de generare conectat în curent continuu să instaleze capacitatea integrală de putere reactivă;
 - ii) operatorul de rețea relevant, în cooperare cu OTS, trebuie să țină cont de calendarul de rețehnologizare a capacității de putere reactivă la modulul de generare conectat în curent continuu la stabilirea momentului în care urmează să aibă loc rețehnologizarea acestei capacități de putere reactivă. Calendarul proiectului trebuie să fie furnizat de gestionarul modulului de

generare conectat în curent continuu în momentul racordării la rețeaua de curent alternativ (art. 40, alin. 2 (a), pct. ii));

- (b) modulele de generare conectate în curent continuu trebuie să îndeplinească următoarele cerințe referitoare la stabilitatea tensiunii, fie la momentul racordării, fie ulterior, în conformitate cu acordul menționat la art. 90, lit. (a) (art. 40, alin. 2 (b)):

i) în ceea ce privește capacitatea puterii reactive la capacitatea maximă de transport al puterii electrice a sistemului de înaltă tensiune în curent continuu, modulele de generare conectate în curent continuu trebuie să întrunească cerințele în materie de capacitate de putere reactivă stabilite de operatorul de rețea relevant, în coordonare cu OTS, în contextul tensiunii variabile. Operatorul de rețea relevant stabilește un profil $U-Q/P_{\max}$ care poate lua orice formă în limitele stabilite în tabelul 13, în care modulul de generare conectat în curent continuu trebuie să aibă capacitatea de a furniza putere reactivă la capacitatea maximă de transport al puterii reactive a sistemului de înaltă tensiune în curent continuu. Operatorul de rețea relevant, în cooperare cu OTS, ia în considerare dezvoltarea pe termen lung a rețelei atunci când stabilește aceste valori, precum și eventualele costuri pentru modulele de centrală electrică ale furnizării capabilității de producție a puterii reactive la înaltă tensiune și de consum al puterii reactive la tensiune joasă.

În cazul în care planul de dezvoltare a rețelei, prevede că un modul de generare conectat în curent continuu se va racorda în c.a. la zona sincronă, OTS poate preciza că (art. 40, alin. 2 (b), pct. i)):

— modulul de generare conectat în curent continuu trebuie să dispună de Capabilitatea de a produce putere reactiva in conturul punctat din figura 10:

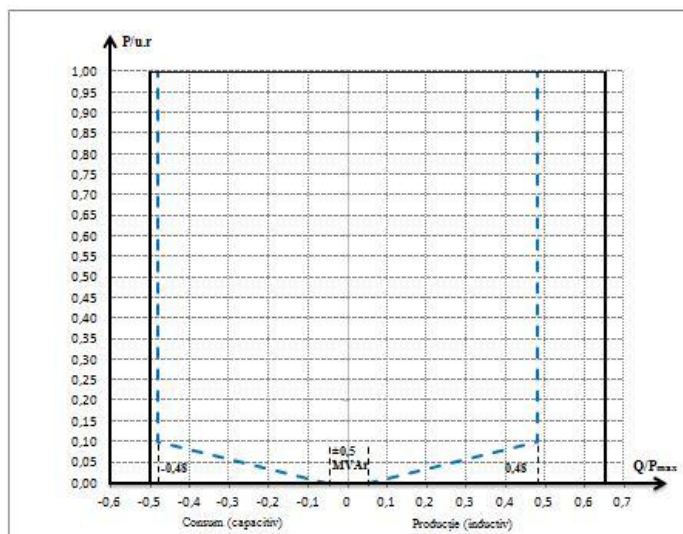


Fig. 10 reprezintă limitele diagramei $P-Q/P_{\max}$ ca dependență între puterea activă în punctul de racordare, exprimată prin raportul dintre valoarea reală și puterea activă maximă considerată în unități relative, și raportul dintre puterea reactivă (Q) și puterea maximă ($P_{\max}$).

- ii) în ceea ce privește capacitatea de livrare a puterii reactive, operatorul de rețea relevant poate stabili o putere reactivă suplimentară care trebuie furnizată dacă punctul de racordare al unui modul de generare conectat în curent continuu nu se află nici la bornele de înaltă tensiune ale transformatorului ridicător de tensiune, nici la bornele generatorului, în cazul în care nu există un transformator ridicător de tensiune. Această putere reactivă suplimentară trebuie să compenseze schimbul de putere reactivă al liniei sau cablului de înaltă tensiune între bornele de înaltă tensiune ale

transformatorului ridicător de tensiune al modului de generare conectat în curent continuu sau bornele generatorului, în cazul în care nu există un transformator ridicător de tensiune, și punctul de racordare și trebuie să fie furnizată de gestionarul responsabil al respectivei linii sau cablu (art. 40, alin. 2 (b), pct. ii)).

Intervalul de lățime al profilului $Q/P_{\max}$	Intervalul nivelului de tensiune în regim staționar în u.r.
0-0,95	0,1-0,225

Tabelul 13: Intervalul maxim și minim al $Q/P_{\max}$ și tensiunii în regim staționar pentru un modul de generare conectat în curent continuu

Art. 91. În ceea ce privește prioritizarea contribuției puterii active sau reactive pentru modulele de generare conectate în curent continuu, operatorul de rețea relevant, în cooperare cu OTS, precizează care dintre acestea are prioritate în timpul defectelor pentru care este nevoie de capacitatea de trecere peste defect. În cazul în care prioritatea este acordată contribuției puterii active, furnizarea acesteia se stabilește într-un interval de timp de la începutul defectului, astfel cum se specifică de către operatorul de rețea relevant, în cooperare cu OTS (de regulă 50 ms) (art. 40, alin. 3 (b)).

Art. 92. În ceea ce privește **operarea** (art. 41):

- (1) În timpul sincronizării unui modul de generare conectat în curent continuu la rețeaua de colectare c.a., modulul de generare conectat în curent continuu trebuie să aibă capacitatea de a limita variațiile de tensiune la un nivel de regim permanent prevăzut de către operatorul de rețea relevant, în cooperare cu OTS. Nivelul specificat nu trebuie să depășească 5% din tensiunea de presincronizare. Operatorul de rețea relevant, în cooperare cu OTS, trebuie să specifice amplitudinea maximă, durata și durata de măsurare a tensiunii tranzitorii (art. 41, alin. 1).
- (2) Gestionarul modului de generare conectat în curent continuu furnizează semnale de ieșire, după cum se specifică de către operatorul de rețea relevant în cooperare cu OTS (art. 41, alin. 2).

Art. 93. În ceea ce privește **caracteristicile rețelei**, se aplică următoarele condiții pentru modulele de generare conectate în curent continuu (art. 42):

- (a) operatorul de rețea relevant precizează și pune la dispoziția publicului metoda și condițiile înainte și după defect pentru calculul puterii minime și maxime de scurtcircuit la punctul de interfață sistem de înaltă tensiune în curent continuu (art. 42, lit. (a));
- (b) modulul de generare conectat în curent continuu trebuie să aibă capacitatea de a funcționa stabil în intervalul minim-maxim al puterii de scurtcircuit și în limita caracteristicilor punctului de interfață sistem de înaltă tensiune în curent continuu specificat de operatorul de rețea relevant, în cooperare cu OTS (art. 42, lit. (b));
- (c) fiecare operator de rețea relevant și proprietar de sistem de înaltă tensiune în curent continuu furnizează gestionarului modului de generare conectat în curent continuu echivalente ale rețelei care reprezintă sistemul, permițând proprietarilor modulelor de generare conectate în curent continuu să își proiecteze propriul sistem în ceea ce privește armonicile (art. 42, lit. (c)).

Art. 94. În ceea ce privește **cerințele de protecție**: (art. 43):

- (1) Schemele și setările de protecție electrică ale modulelor de generare conectate în curent continuu se determină în conformitate cu cerințele tehnice din Norma Tehnică privind cerințele tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru modulele de generare, unde rețeaua înseamnă rețeaua zonei sincrone. Schemele de protecție trebuie să fie proiectate ținând seama de performanța sistemului, de caracteristicile rețelei, precum și de caracteristicile tehnice ale tehnologiei modulelor generatoare din centrală și trebuie stabilite de comun acord cu operatorul de rețea relevant, în cooperare cu OTS (art. 43, alin. 1).
- (2) Ierarhizarea protecției și a reglajului la modulele de generare conectate în curent continuu se determină în conformitate cu Norma Tehnică privind cerințele tehnice de racordare la rețelele electrice de interes public pentru modulele de generare, în cazul în care rețeaua se referă la rețeaua zonei sincrone și se convine cu operatorul de rețea relevant, în cooperare cu OTS (art. 43, alin. 2).

Art. 95. În ceea ce privește **calitatea energiei electrice**, proprietarii modulelor de generare conectate în curent continuu trebuie să se asigure că racordurile lor la rețea nu determină un nivel de distorsiune sau de fluctuații ale tensiunii de alimentare în rețea, în punctul de racordare, peste nivelul specificat de operator de rețea relevant în cooperare cu OTS conform Standardelor de performanță pentru serviciile de transport și de sistem ale energiei electrice și pentru serviciile de distribuție a energiei electrice, aflate în vigoare. Contribuția necesară din partea utilizatorilor de rețea la studiile conexe, inclusiv, dar fără a se limita la acestea, la modulele de generare conectate în curent continuu existente și la sistemele de înaltă tensiune în curent continuu existente, nu poate fi refuzată în mod nejustificat. Procesul necesar pentru realizarea de studii și furnizarea de date relevante de către toți utilizatorii rețelei implicați, precum și măsurile de atenuare identificate și implementate trebuie să respecte procedura de la **art. 49÷55** (art. 44):

Art. 96. În ceea ce privește **cerințele generale în materie de operare a sistemului**, modulele de generare conectate în curent continuu trebuie să îndeplinească următoarele: (art. 45)

- (a) pornirea unui modul de generare conectat în curent continuu și sincronizarea se realizează de către gestionarul MGCCC doar după aprobarea din partea operatorului de rețea relevant (art. 16, alin. 4 (a));
- (b) trebuie să fie prevăzute cu echipamentele de sincronizare necesare (art. 16, alin. 4 (b));
- (c) sincronizarea trebuie să se realizeze în domeniul de frecvență prevăzut în tabelul **1D (art. 16, alin. 4 (c))**;
- (d) operatorul de rețea relevant și gestionarul MGCCC convin și stabilesc, înaintea punerii în funcțiune, parametrii dispozitivelor de sincronizare pentru a permite sincronizarea modului de generare conectat în curent continuu, după cum urmează (art. 16, alin. 4 (d)):
 - i) domeniul de tensiune, $\pm 10\%$ U_n (la borne);
 - ii) domeniul de frecvență, (47,5 - 51) Hz;
 - iii) domeniul de defazaj mai mic de 10° ;
 - iv) succesiunea fazelor;
 - v) diferența de tensiune mai mică de 10% U_n și diferența de frecvență mai mică de 50 mHz.
- (e) trebuie să respecte următoarele cerințe în ceea ce privește **schemele de protecție electrică și setările aferente** (art. 14, alin. 5 (b)):
 - i) sistemele de protecție necesare pentru modulele de generare conectate în curent continuu și pentru rețeaua electrică, precum și setările relevante pentru modulele de generare conectate în curent continuu trebuie să fie

coordonate și agreate de către operatorul de rețea relevant și gestionarul MGCCC, în procesul de racordare. OTS colaborează cu OD și gestionarul MGCCC pentru coordonarea protecțiilor ținând cont de valoarea ROCOF rezultată din studiile periodice privind inerția sistemului sincron Europa Continentală din care Sistemul electroenergetic Românesc face parte. Sistemele de protecție și setările acestora pentru defectele electrice interne nu trebuie să pericliteze performanța modulelor de generare conectate în curent continuu. Sistemele de protecție și automatizare respectă cel puțin următoarele cerințe (art. 14, alin. 5 (b), pct. i):

- trebuie să asigure protecția împotriva defectelor interne modulelor de generare conectate în curent continuu și să asigure protecție de rezervă împotriva defectelor și regimurilor anormale de funcționare din rețea electrică unde acestea sunt racordate;
 - trebuie să fie performante, de fiabilitate ridicată și organizate în grupe cu funcționalitate redundantă; protecțiile trebuie să fie selective, sensibile, capabile să detecteze defecte interne și externe, separate fizic și galvanic de la sursele de alimentare cu tensiune operativă, de la transformatoarele de măsură de tensiune și curent și până la dispozitivele de execuție a comenzilor. Sistemul de protecții electrice va fi prevăzut cu funcții extinse de autotestare și auto-diagnoză și cu funcții de înregistrare a evenimentelor și de oscilografieră. Sistemul de protecții electrice trebuie prevăzut cu interfețe standard de comunicație pentru integrarea la un sistem local de achiziție date, supraveghere și control.
 - sistemul de protecții electrice poate fi organizat în două grupe de protecții independente și redundante, atât pentru modulele de generare conectate în curent continuu, cât și pentru racord, după caz.
 - sistemul de protecții electrice împotriva defectelor interne trebuie să fie capabil să sesizeze, cel puțin curenții de scurtcircuit la modulele de generare conectate în curent continuu, asimetria de curenți, tensiunea maximă/minimă la bornele modulelor de generare conectate în curent continuu, frecvența maximă/minimă la bornele modulelor de generare conectate în curent continuu.
 - sistemul de protecții electrice împotriva defectelor externe, ca protecții de rezervă, trebuie să fie capabil să sesizeze, cel puțin scurtcircuitele simetrice și asimetrice din rețeaua electrică unde sunt racordate modulele de generare conectate în curent continuu, oscilațiile de putere, asimetria de curenți, suprasarcini electrice de curent și tensiune.
- ii) protecția electrică a modulelor de generare conectate în curent continuu are întâietate față de dispozițiile de dispecer, ținând seama de siguranța în funcționare a sistemului, de sănătatea și securitatea personalului și a publicului, precum și de atenuarea oricărei avarii survenite la modulele de generare conectate în curent continuu (art. 14, alin. 5 (b), pct. ii).
- iii) operatorul de rețea relevant și gestionarul MGCCC se coordonează și convin ca sistemele de protecție să acopere, cel puțin, protecția la următoarele defecte, astfel (art. 14, alin. 5 (b), pct. iii):
- protecțiile modulelor de generare conectate în curent continuu, ale transformatorului ridicător de tensiune și ale transformatorului de servicii proprii sau auxiliare, asigurate de către gestionarul MGCCC, pentru:
 1. defecte interne ale modulelor de generare conectate în curent continuu, ale transformatorului ridicător de tensiune și eventual ale transformatorului de servicii proprii (scurtcircuite sau puneri la pământ);

2. defecte interne ale transformatorului ridicător de tensiune al modului de generare conectat în curent continuu;
 3. scurtcircuite sau puneri la pământ pe linia de evacuare în rețeaua electrică a puterii produse;
 4. scurtcircuite sau puneri la pământ în rețeaua electrică, ca protecție de rezervă;
 5. tensiune maximă și minimă la bornele modulelor de generare conectate în curent continuu;
- protecții asigurate de gestionarul MGCCC și /sau operatorul de rețea relevant, după caz, pentru:
1. scurtcircuite sau puneri la pământ pe linia de evacuare în rețeaua electrică a puterii produse;
 2. tensiune maximă și minimă în punctul de racordare/delimitare, după caz;
 3. frecvență maximă și minimă în punctul de racordare/delimitare, după caz;
 4. scurtcircuite sau puneri la pământ în rețeaua electrică, ca protecție de rezervă;
- iv) modificările schemelor de protecție necesare pentru modulele de generare conectate în curent continuu și pentru rețeaua electrică și ale setărilor relevante pentru elementele de generare se convin în prealabil între operatorul de rețea relevant și gestionarul MGCCC (art. 14, alin. 5 (b), pct. iv);
- (f) posibilitatea modulelor de generare conectate în curent continuu de a se deconecta de la rețea în mod automat la pierderea stabilității în funcționare. Criteriile de deconectare de tipul protecției împotriva asimetriei de curent, a întreruperii unei faze precum și timpul critic de deconectare, se convin între gestionarul MGCCC, operatorul de rețea și OTS (art. 15, alin. 6 (a)).
- (g) referitor la **dispozitivele de măsură și control** (art. 15, alin. 6 (b)):
- i) modulele de generare conectate în curent continuu trebuie să fie dotate cu dispozitive care să asigure înregistrarea defectelor și monitorizarea comportamentului dinamic în sistem, acestea fiind de regulă, osciloperturbografe sau echipamente care pot înlocui funcțiile asigurate de osciloperturbograf. Aceste dispozitive trebuie să asigure înregistrarea următorilor parametri (art. 15, alin. 6 (b), pct. i):
 1. tensiunile de pe toate cele trei faze;
 2. curentul pe fiecare fază;
 3. puterea activă pe toate cele trei faze;
 4. puterea reactivă pe toate cele trei faze;
 5. frecvența.

Operatorul de rețea relevant are dreptul să stabilească performanțele parametrilor puși la dispoziție prin intermediul dispozitivelor menționate anterior, cu condiția convenirii prealabile a acestora cu gestionarul MGCCC.
 - ii) setările echipamentului de înregistrare a defectelor, inclusiv criteriile de pornire a înregistrării și ratele de eșantionare se stabilesc de comun acord între gestionarul MGCCC și operatorul de rețea relevant la momentul PIF și se consemnează prin dispoziții scrise. Acestea cuprind și un criteriu de detectare a oscilațiilor între MGCCC și punctul de conectare/racordare, stabilit de OTS (art. 15, alin. 6 (b), pct. ii);
 - iii) operatorul de rețea relevant, OTS și gestionarul MGCCC stabilesc de comun acord necesitatea includerii unui criteriu de detectare al oscilațiilor între MGCCC și punctul de conectare/racordare pentru monitorizarea comportamentului dinamic al sistemului, stabilit de OTS, cu scopul de a

- detecta oscilațiile cu amortizare insuficientă (neamortizate) (art. 15, alin. 6 (b), pct. iii);
- iv) sistemul de monitorizare a comportamentului dinamic al sistemului trebuie să permită accesul la informații al gestionarului MGCCC și al operatorului de rețea relevant. Protocoalele de comunicare pentru datele înregistrate sunt stabilite de comun acord între gestionarul MGCCC, operatorul de rețea relevant și OTS înainte de alegerea echipamentelor pentru monitorizare (art. 15, alin. 6 (b), pct. iv).
- (h) referitor la **modelele de simulare ale funcționării modulelor de generare conectate în curent continuu** (art. 15, alin. 6 (c)):
- i) la solicitarea operatorului de rețea relevant sau a OTS, gestionarul MGCCC trebuie să furnizeze modele de simulare a funcționării MGCCC, care să reflecte comportamentul acesteia, atât în regim staționar, cât și dinamic (inclusiv pentru fenomene electromagnetice tranzitorii, dacă este solicitat). Modele furnizate trebuie să fie validate de rezultatele testelor de conformitate. Gestionarul MGCCC transmite operatorului de rețea relevant sau OTS rezultatele testelor de tip pentru MGCCC sau pentru motoarele termice ce antrenează modulele de generare conectate în curent continuu, dovedite prin certificate de verificare recunoscute pe plan european, realizate de un organism de certificare autorizat (art. 16, alin. 6 (c), pct. i);
- ii) modelele furnizate de gestionarul MGCCC trebuie să conțină următoarele sub-modele, în funcție de componentele individuale (art. 15, alin. 6 (c), pct. ii):
- modul de generare care intră în componența MGCCC;
 - reglajul frecvenței și al puterii active;
 - reglajul tensiunii;
 - modelele protecțiilor modulelor de generare conectate în curent continuu, așa cum au fost convenite între operatorul de rețea relevant și gestionarul MGCCC;
- iii) la solicitarea operatorului de rețea relevant, prevăzută la lit. k), OTS specifică (art. 15, alin. 6 (c), pct. iii):
- formatul în care urmează să fie furnizate modelele de simulare, inclusiv programul de calcul utilizat;
 - documentația privind structura unui model matematic și schema electrică;
 - estimarea puterii minime și maxime de scurtcircuit în punctul de racordare/delimitare, după caz, exprimată în MVA, ca echivalent de rețea.
- iv) gestionarul MGCCC furnizează operatorului de rețea relevant, la cerere, înregistrări ale performanțelor modulelor de generare conectate în curent continuu. Operatorul de rețea relevant sau OTS poate face o astfel de solicitare, în vederea comparării răspunsului modelelor și simulărilor pe model realizate cu înregistrările reale de funcționare (art. 15, alin. 6 (c), pct. iv).
- (i) referitor la 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 consideră că este necesar să se instaleze dispozitive suplimentare pentru a menține sau restabili funcționarea acesteia sau siguranța în funcționare a sistemului. Operatorul de rețea relevant și gestionarul MGCCC, împreună cu OTS analizează și convin asupra soluției adecvate (art. 15, alin. 6 (d));
- (j) operatorul de rețea relevant stabilește, în coordonare cu OTS, limitele minime și maxime pentru viteza de variație a puterii active produse de MGCCC (limitele rampelor), în ambele direcții la creștere și la scădere, luând în considerare caracteristicile sursei primare. De regulă, această viteză de variație

este în gama (10÷30) % P_{max}/min , egală în ambele direcții la creștere și la scădere (art. 15, alin. 6 (e));

- (k) legarea la pământ a punctului neutru pe partea spre rețea a transformatoarelor ridicătoare de tensiune trebuie să respecte specificațiile operatorului de rețea relevant (art. 15, alin. 6 (f)).

5.2. Cerințe pentru stațiile de conversie HVDC din capete

Art. 97. În ceea ce privește **cerințele privind stabilitatea frecvenței**, în cazul în care în rețeaua care conectează modulele MGCCC se folosește o altă frecvență nominală în afara celei de 50 Hz sau o frecvență variabilă prin proiectare, sub rezerva acordului OTS, **art. 5÷8** se aplică stației de conversie HVDC din capete cu domeniile de frecvență și perioadele de timp aplicabile specificate de către OTS, ținând seama de particularitățile sistemului și de cerințele stabilite în **tabelul 1** (art. 47, alin. 1 și anexa I).

Art. 98. În ceea ce privește răspunsul la frecvență, gestionarul stației de conversie HVDC din capete și gestionarul modulului MGCCC convin cu privire la modalitățile tehnice de transmitere a semnalului în conformitate cu **art. 81**. În cazul în care OTS solicită acest lucru, sistemul HVDC trebuie să poată furniza frecvența rețelei în punctul de racordare ca semnal. Pentru un sistem HVDC care conectează un modul generator din centrală, ajustarea răspunsului în putere activă în funcție de frecvență este limitată de capacitatea modulelor MGCCC (art. 47, alin. 2).

Art. 99. În ceea ce privește **domeniile de tensiune** (art. 48, alin. 1):

- (a) o stație de conversie HVDC din capete trebuie să aibă capacitatea de a rămâne conectată la rețeaua stației de conversie HVDC din capete și de a funcționa în domeniile de tensiune (u.r.) și perioadele de timp specificate în **tabelele 14 și 15**. Domeniul de tensiune și duratele specificate aplicabile sunt selectate pe baza tensiunii de referință de 1 u.r. (art. 48, alin. 1 (a) și anexa VIII);
- (b) domenii de tensiune mai extinse sau perioade minime mai lungi de funcționare pot fi convenite între operatorul de rețea relevant, în cooperare cu OTS și gestionarul modulului MGCCC, în conformitate cu **art. 91** (art. 48, alin. 1 (b));
- (c) pentru punctele de interfață la tensiunile c.a. care nu sunt incluse în domeniul de aplicare al **tabelelor 14 și 15**, operatorul de rețea relevant, în cooperare cu OTS, trebuie să precizeze cerințele aplicabile punctului de racordare (art. 48, alin. 1 (c));
- (d) în cazul utilizării altor frecvențe decât cea nominală de 50 Hz, sub rezerva acordului OTS, domeniile de tensiune și duratele specificate de operatorul de rețea relevant, în cooperare cu OTS, trebuie să fie proporționale cu cele enunțate în **tabelele 14 și 15** (art. 48, alin. 1 (d)).

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

Tabelul 14: *Perioadele de timp minime în care o stație de conversie HVDC din capete trebuie să fie capabilă să funcționeze la tensiuni diferite care se abat de la valoarea de referință de 1 u.r. fără a se deconecta de la rețea, la tensiuni de rețea care se abat de la valoarea nominală, în unități relative, în punctul de conectare/racordare, în cazul în care tensiunea considerată pentru valoarea de referință este 110 kV și 220 kV. De regulă, valoarea maximă de funcționare nelimitată pentru tensiunea nominală de 110 kV este de 123 kV*

respectiv pentru tensiunea nominală de 220 kV este de 245 kV, ca valori absolute. Pentru zone de rețea în care se convin alte valori de referință pentru tensiune, se aplică valorile din tabel în baza unor convenții de exploatare între utilizatori.

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

Tabelul 15: Perioadele de timp minime în care o stație de conversie HVDC din capete trebuie să fie capabilă să funcționeze la tensiuni diferite care se abat de la valoarea nominală, în unități relative, în punctul de conectare/racordare, în cazul în care tensiunea considerată pentru valoarea de referință este 400 kV. Pentru zone de rețea în care se convin durate mai mari de funcționare de 20 minute la valori ale tensiunii în intervalul 1,05 u.r - 1,1 u.r.. Durata maximă nu poate depăși 60 minute. Valorile vor fi convenite în baza unor convenții de exploatare între utilizatori.

Art. 100. O stație de conversie HVDC din capete trebuie să îndeplinească următoarele cerințe referitoare la stabilitatea tensiunii la punctele de racordare în ceea ce privește capacitate de putere reactivă (art. 48, alin. 2):

- operatorul de rețea relevant, în colaborare cu OTS, trebuie să stabilească cerințele referitoare la capacitatea de furnizare a puterii reactive pentru diverse niveluri de tensiune. La stabilirea acestor cerințe, operatorul de rețea relevant, în cooperare cu OTS, determină un profil $U-Q/P_{\max}$ de orice formă, în limita căruia stația de conversie HVDC din capete trebuie să poată furniza putere reactivă la capacitatea maximă de transport al puterii active a sistemului HVDC (art. 48, alin. 2 (a));
- profilul $U-Q/P_{\max}$ este stabilit de operatorul de rețea relevant, în colaborare cu OTS. Profilul $U-Q/P_{\max}$ trebuie să se situeze în intervalul $Q/P_{\max}$ și de tensiune staționară prevăzut în **tabelul 16**, iar poziția conturului profilului $U-Q/P_{\max}$ trebuie să se situeze în limitele conturului exterior fix prevăzut în **fig. 10**. Operatorul de rețea relevant, în coordonare cu OTS, ține cont de dezvoltarea pe termen lung a rețelei atunci când stabilește aceste intervale (art. 48, alin. 2 (b)).

Intervalul maxim al $Q/P_{\max}$	Intervalul maxim al nivelului de tensiune staționară în u.r.
0,95	0,225

Tabelul 16: Intervalul maxim al $Q/P_{\max}$ și tensiunii în regim staționar, pentru o stație de conversie HVDC din capete

Art. 101. În ceea ce privește **caracteristicile rețelei**, gestionarul stației de conversie HVDC trebuie să furnizeze date pertinente oricărui proprietar de modul MGCCC, în conformitate cu **art. 93** (art. 49).

Art. 102. În ceea ce privește Calitatea energiei electrice, proprietarii stațiilor de conversie HVDC din capete trebuie să se asigure că racordurile lor la rețea nu determină un nivel de distorsiune sau de fluctuații ale tensiunii de alimentare în rețea, în punctul de racordare, peste nivelul care le-a fost alocat de operatorul de rețea relevant, în cooperare cu OTS. Contribuția necesară din partea utilizatorilor de rețea la studiile conexe, inclusiv, dar fără a se limita la acestea, la modulele MGCCC existente și la sistemele HVDC existente, nu poate fi refuzată în mod nejustificat. Procesul necesar pentru realizarea de studii și furnizarea de date relevante de către toți utilizatorii rețelei implicați, precum și măsurile de atenuare identificate și implementate trebuie să respecte procedura de la **art. 49÷55** (art. 50).

CAPITOLUL VI

SCHIMB DE INFORMAȚII ȘI COORDONARE

6.1. Operarea sistemelor HVDC

Art. 103. În ceea ce privește instrumentele de operare, fiecare unitate de conversie HVDC a unui sistem HVDC trebuie să fie echipată cu un regulator automat, capabil să primească comenzi de la operatorul de rețea relevant și de la OTS. Acest regulator automat trebuie să poată opera unitățile de conversie HDVC ale sistemului HVDC în mod coordonat. Operatorul de rețea relevant specifică ierarhia reglajului automat pentru fiecare unitate de conversie HVDC (art. 51, alin. 1).

Art. 104. Regulatorul automat al sistemului HVDC menționat la **art. 103** trebuie să poată trimite operatorului de rețea relevant următoarele tipuri de semnale (art. 51, alin. 2):

- (a) cel puțin următoarele semnale operaționale: (art. 51, alin. 2 (a)):
 - i) semnale de pornire;
 - ii) valoarea măsurată a tensiunii c.a. și c.a.;
 - iii) valoarea măsurată a curentului c.a. și c.c.;
 - iv) valoarea măsurată a puterii active și reactive în partea c.a.;
 - v) valoarea măsurată a puterii c.c.;
 - vi) operarea la nivel de unitate de conversie HVDC într-un convertizor HVDC tip cu poli multipli;
 - vii) elementele și statutul topologiei; precum și
 - viii) domeniul de putere activă RFA, RFA-CR și RFA-SC;
- (b) cel puțin următoarele semnale de alarmă: (art. 51, alin. 2 (b)):
 - i) blocarea de urgență;
 - ii) blocarea rampelor;
 - iii) inversarea rapidă a sensului puterii active.

Art. 105. Regulatorul automat menționat la **art. 103** trebuie să poată primi următoarele tipuri de semnale de la operatorul de rețea relevant (art. 51, alin. 3):

- (a) cel puțin următoarele semnale operaționale: (art. 51, alin. 3 (a)):
 - i) comanda de pornire;
 - ii) valorile prescrise ale puterii active;
 - iii) setările răspunsului la abaterile de frecvență;
 - iv) puterea reactivă, tensiunea sau valorile prescrise similare;
 - v) modurile de reglaj al puterii reactive;
 - vi) reglajul amortizării oscilațiilor de putere; și
 - vii) inerția artificială;
- (b) cel puțin următoarele semnale de alarmă: (art. 51, alin. 3 (b)):
 - i) comanda de blocare de urgență;
 - ii) comanda de blocare a rampelor;
 - iii) direcția fluxului de putere activă; și
 - iv) comanda de inversare rapidă a sensului puterii active.

Art. 106. În ceea ce privește fiecare semnal, operatorul de rețea relevant poate stabili calitatea semnalului furnizat (art. 51, alin. 4).

6.2. Parametri și setări

Art. 107. Parametrii și valorile prescrise ale funcțiilor principale de reglaj ale unui sistem HVDC se stabilesc de comun acord între gestionarul sistemului HVDC și operatorul de rețea relevant, în coordonare cu OTS. Parametrii și valorile prescrise se implementează în cadrul unei ierarhii de reglaj care să facă posibilă modificarea lor dacă este necesar. Respectiv funcții principale de reglaj sunt cel puțin (art. 52):

- (a) inerția artificială, dacă este aplicabilă în conformitate cu art. 12 și 92 (art. 52, (a));
- (b) răspunsurile la frecvență (RFA, RFA-CR și RFA-SC) menționate la art. 14÷17 (art. 52, (b));
- (c) reglajul frecvenței, dacă este cazul, menționat la art. 17 (art. 52, (c));
- (d) modul de reglaj al puterii reactive, dacă este aplicabil în conformitate cu articolul 32 (art. 52, (d));
- (e) capacitatea de atenuare a oscilațiilor de putere, menționată la articolul 56 (art. 52, (e));
- (f) capacitatea de reglaj al amortizării interacțiunilor torsionale subsincrone, menționată la articolul 57÷62 (art. 52, (f)).

6.3. Înregistrarea defectelor și monitorizarea

Art. 108. Un sistem HVDC trebuie să fie echipat cu un dispozitiv care să asigure înregistrarea defectelor și monitorizarea comportamentului dinamic în sistem a următorilor parametri pentru fiecare dintre stațiile sale de conversie HVDC (art. 53, alin. 1):

- (a) tensiunea c.a. și c.c (art. 53, alin. 1 (a));
- (b) curentul c.a. și c.c. (art. 53, alin. 1 (b));
- (c) puterea activă (art. 53, alin. 1 (c));
- (d) puterea reactivă (art. 53, alin. 1 (d)); și
- (e) frecvența (art. 53, alin. 1 (e)).

Art. 109. Operatorul de rețea relevant poate să specifice calitatea parametrilor de măsură furnizați care trebuie respectați de sistemul HVDC, cu condiția să se acorde un preaviz rezonabil (art. 53, alin. 2).

Art. 110. Informațiile privind echipamentul de înregistrare a defectelor menționat la art. 109, inclusiv canalele analoge și digitale, setările, inclusiv criteriile de declanșare și ratele de eșantionare se stabilesc de comun acord între gestionarul sistemului HVDC, operatorul de rețea relevant și OTS (art. 53, alin. 3).

Art. 111. Toate echipamentele de monitorizare a comportamentului dinamic al sistemului trebuie să includă un criteriu de pornire bazat pe oscilație, stabilit de operatorul de sistem în coordonare cu OTS, cu scopul de a detecta variațiile de putere prost amortizate (art. 53, alin. 4).

Art. 112. Sistemul de monitorizare a calității furnizării și a comportamentului dinamic al sistemului trebuie să includă dispoziții referitoare la accesul electronic la informații al gestionarului sistemului HVDC și al operatorului de rețea relevant. Protocoalele de comunicare pentru datele înregistrate sunt stabilite de comun acord între gestionarul sistemului HVDC, operatorul de rețea relevant și OTS (art. 53, alin. 5).

6.4. Modele de simulare

- Art. 113.** (1) Operatorul de rețea relevant, în coordonare cu OTS, poate solicita ca un proprietar de sistem HVDC să furnizeze modele de simulare care să reflecte în mod adecvat comportamentul sistemului HVDC atât în condiții de simulare în regim staționar sau dinamic (componentă a frecvenței fundamentale), cât și în simulări electromagnetice temporare (art. 54, alin. 1).
- (2) Formatul în care trebuie furnizate modelele și documentația privind structura modelelor și schema electrică se stabilește de către operatorul de rețea relevant, în coordonare cu OTS (art. 54, alin. 1).

Art. 114. În scopul simulărilor de regim dinamic, modelele furnizate trebuie să conțină cel puțin următoarele submodele, fără a se limita însă la acestea, în funcție de existența componentelor menționate (art. 54, alin. 2):

- (a) modele de unități de conversie HVDC (art. 54, alin. 2 (a));
- (b) modele de componente c.a. (art. 54, alin. 2 (b));
- (c) modele de rețele c.c. (art. 54, alin. 2 (c));
- (d) reglajul de tensiune și de putere (art. 54, alin. 2 (d));
- (e) elemente speciale de reglaj, dacă este cazul, de exemplu, funcția de amortizare a oscilațiilor de putere (POD), reglajul amortizării interacțiunilor torsionale subsincrone (ITSS) (art. 54, alin. 2 (e));
- (f) reglajul bornelor multiple, dacă este cazul (art. 54, alin. 2 (f));
- (g) modele de protecție a sistemului HVDC, astfel cum au fost convenite între OTS și gestionarul sistemului HVDC (art. 54, alin. 2 (g)).

Art. 115. Gestionarul sistemului HVDC verifică modelele în raport cu rezultatele încercărilor de conformitate efectuate și un raport al acestei verificări se trimite OTS. Modelele se utilizează apoi cu scopul de a verifica conformitatea cu cerințele prezentei norme tehnice, inclusiv, dar fără a se limita la acestea, simulările de conformitate, precum și în cadrul studiilor pentru evaluarea continuă în cadrul planificării și operării sistemului (art. 54, alin. 3).

Art. 116. Un proprietar de sistem HVDC trimite înregistrările sistemului HVDC operatorului de rețea relevant sau OTS, dacă este necesar pentru a compara răspunsul modelelor cu aceste înregistrări (art. 54, alin. 4).

Art. 117. Un proprietar de sistem HVDC emite un model echivalent al sistemului de reglaj în cazul în care se produc interacțiuni de reglaj adverse cu stații de conversie HVDC și alte conexiuni electrice în strânsă proximitate, dacă acest lucru este solicitat de către operatorul de rețea relevant sau OTS. Modelul echivalent trebuie să conțină toate datele necesare pentru simularea realistă a interacțiunilor negative de reglaj (art. 54, alin. 5).

CAPITOLUL VII

DISPOZIȚII TRANZITORII ȘI FINALE

Art. 118. Prezenta normă tehnică poate fi revizuită în urma definitivării armonizării la nivel european a cerințelor generale prevăzute în Regulament sau datorită intrării în vigoare a altor coduri paneuropene.

Art. 119. Anexele de la sfârșitul fiecărui capitol fac parte integrantă din prezenta normă tehnică.

