*Proiect*

**,,UE”**

**Codul rețelelor electrice**

**privind operarea sistemului de transport al energiei electrice**

Codul rețelelor electrice privind operarea sistemului de transport al energiei electrice transpune Regulamentul (UE) 2017/1485 al Comisiei din 2 august 2017 de stabilire a unei linii directoare privind operarea sistemului de transport al energiei electrice (Text cu relevanță pentru SEE), publicat în Jurnalul Oficial al Uniunii Europene nr. L 220 din 25 august 2017, CELEX:32017R1485, în varianta adaptată și aprobată prin Decizia Consiliului Ministerial al Comunității Energetice 2022/03/MC-EnC din 15 decembrie 2022.

**PARTEA ÎNTÂI**

**DISPOZIȚII GENERALE**

**Secțiunea 1**

**Obiectul și domeniul de aplicare**

1. Codul rețelelor electrice privind operarea sistemului de transport al energiei electrice (în continuare - *Cod*) stabilește prevederi directoare privind asigurarea siguranței în funcționare, calitatea frecvenței și utilizarea eficientă a sistemului interconectat și a resurselor aferente, precum și reglementări detaliate privind:
2. cerințele și principiile referitoare la siguranța în funcționare;
3. normele și responsabilitățile pentru coordonarea și schimbul de date între operatorul sistemului de transport (în continuare – OST) și alți OST, între OST și operatorul sistemului de distribuție (în continuare – OSD), precum și între OST sau OSD și utilizatorii de rețea semnificativi, în cadrul planificării operaționale și în operarea aproape de timpul real;
4. normele privind formarea și certificarea personalului operațional;
5. cerințele privind coordonarea retragerilor din exploatare;
6. cerințele de coordonare a programelor de schimb între zonele de reglaj ale OST-urilor;
7. normele care vizează instituirea unui cadru pentru reglajul frecvență-putere și managementul rezervelor.
8. Prezentul Cod se aplică următorilor utilizatori de rețea, denumiți și utilizatori de rețea semnificativi (în continuare – URS):
9. unităților generatoare existente și noi care sunt sau ar urma să fie clasificate de tip B, C și D în conformitate cu criteriile stabilite în secțiunea 2, capitolul I, titlul II, Partea Întâi din Codul rețelelor electrice privind racordarea la rețelele electrice, aprobate de către Agenția Națională pentru Reglementare în Energetică (în continuare ANRE);
10. locurilor de consum existente și noi, racordate la sistemul de transport cât și locurilor de consum existente și noi care nu sunt racordate la sistemul de transport, dar cu puncte de racordare la nivelul de tensiune 110kV sau mai mare;
11. sistemelor de distribuție închise existente și noi, racordate la sistemul de transport;
12. locurilor de consum noi și existente, sistemelor de distribuție închise și terților în cazul în care ei oferă servicii de consum comandabil direct către OST în conformitate cu criteriile prevăzute la subsecțiunea 1, secțiunea 1, capitolului III, titlul III, Partea Întâi din Codul rețelelor electrice privind racordarea la rețelele electrice, aprobate de ANRE;
13. furnizorilor de servicii de redispecerizare a unităților generatoare sau a locurilor de consum prin intermediul agregării și furnizorilor de rezerve de putere activă în conformitate cu titlul VII, Partea a Patra din Codul rețelelor electrice privind racordarea la rețelele electrice, aprobate de ANRE;
14. sistemelor de înaltă tensiune în curent continuu („HVDC”) noi și existente, în conformitate cu criteriile prevăzute la punctul 339 din Codul rețelelor electrice privind racordarea la rețelele electrice, aprobate de ANRE.
15. Prezentul Cod se aplică rețelei de transport a energiei electrice, tuturor rețelelor de distribuție a energiei electrice și interconexiunilor cu sistemele electrice învecinate din țările părți ale Comunității Energetice și Statele Membre ale Uniunii Europene, precum și centrelor regionale de coordonare, cu excepția părților din rețeaua de transport a energiei electrice și ale rețelelor de distribuție a energiei electrice care nu funcționează în regim sincron cu zona sincronă a Europei Continentale.
16. În cazul în care cerințele din prezentul Cod urmează să fie stabilite de un operator de sistem relevant care nu este un OST, Agenția poate prevedea ca OST să fie responsabil pentru stabilirea cerințelor relevante.
17. În sensul prezentului Cod, se aplică definițiile prevăzute în Legea nr.174/2017 cu privire la energetică, Legea nr.107/2016 cu privire la energie electrică, Codurile rețelelor electrice aprobate de ANRE, Hotărârea ANRE nr.299/2017 cu privire la prezentarea către ENTSO-E a informațiilor despre piața energiei electrice a Republicii Moldova și publicarea acestora, precum și următorii termeni și definiții:
18. *siguranța în funcționare* - capacitatea sistemului de transport de a menține o stare normală de funcționare sau de a reveni la o stare normală de funcționare cât mai curând posibil, caracterizată prin limite de siguranță în funcționare;
19. *restricție* - situație care necesită pregătirea și activarea unei măsuri de remediere pentru a se respecta limitele de siguranță în funcționare;
20. *situație cu N elemente în funcțiune* - situația în care niciun element al sistemului de transport nu este indisponibil din cauza apariției unei contingențe;
21. *lista de contingențe* - lista de contingențe care trebuie simulate cu scopul de a testa conformitatea cu limitele de siguranță în funcționare;
22. *stare normală de funcționare -* situația în care sistemul se află în limitele de siguranță în funcționare în situația cu N elemente în funcțiune și după apariția oricărei contingențe din lista de contingențe, ținând seama de efectul măsurilor de remediere disponibile;
23. *rezerve pentru stabilizarea frecvenței* (RSF) - rezervele de putere activă disponibile pentru stabilizarea frecvenței sistemului după producerea unui dezechilibru;
24. *rezerve pentru restabilirea frecvenței* (RRF) - rezervele de putere activă disponibile pentru a readuce frecvența la valoarea ei nominală și, în cazul unei zone sincrone formate din mai mult de o zonă RFP, pentru a restabili echilibrul de puteri la valoarea programată;
25. *rezerve de înlocuire* (RI) - rezervele de putere activă disponibile pentru restabilirea sau susținerea nivelului necesar al RRF pentru a se pregăti preluarea dezechilibrelor următoare ale sistemului, inclusiv rezerva în exploatare;
26. *furnizor de rezerve* - entitate juridică având o obligație legală sau contractuală de a furniza RSF, RRF sau RI utilizând cel puțin o unitate de furnizare a rezervelor sau cel puțin un grup de furnizare a rezervelor;
27. *unitate de furnizare a rezervelor* - o singură unitate generatoare și/sau unitate consumatoare sau o agregare a acestora, racordată la un punct de racordare comun, care îndeplinește cerințele pentru furnizarea de RSF, RRF sau RI;
28. *grup de furnizare a rezervelor* - agregare de unități generatoare, de unități consumatoare și/sau de unități de furnizare a rezervelor racordate la mai mult de un punct de racordare, care îndeplinesc cerințele pentru furnizarea de RSF, RRF sau RI;
29. *zonă de reglaj frecvență-putere* (zonă RFP) - o parte a unei zone sincrone sau o întreagă zonă sincronă, delimitată fizic prin puncte de măsurare pe liniile de interconexiune cu alte zone RFP, operată de unul sau mai mulți OST care au responsabilitatea efectuării reglajului frecvență-putere;
30. *durata de restabilire a frecvenței* - durata maximă preconizată după apariția unui dezechilibru de putere activă instantaneu, mai mic sau egal cu incidentul de referință, în care frecvența sistemului revine în limitele admise aferente valorilor de restabilire a frecvenței – în cazul zonelor sincrone cu o singură zonă RFP și, respectiv, durata maximă preconizată după apariția unui dezechilibru de putere activă instantaneu apărut într-o zonă RFP, în care acest dezechilibru este compensat – în cazul zonelor sincrone cu mai mult de o zonă RFP;
31. *criteriul (N-1)* - regula potrivit căreia elementele rămase în funcțiune în zona de reglaj a unui OST după producerea unei contingențe își pot păstra starea de funcționare în noua situație operațională fără ca limitele de siguranță în funcționare să fie încălcate;
32. *situația cu (N-1) elemente în funcțiune -* acea situație din sistemul de transport în care apare o contingență cuprinsă în lista de contingențe;
33. *rezervă de putere activă* - rezervele de echilibrare disponibile pentru menținerea frecvenței;
34. *stare de alertă* - starea în care sistemul se află în limitele de siguranță în funcționare, dar în care a fost detectată o contingență cuprinsă în lista de contingențe, la a cărei apariție măsurile de remediere disponibile nu sunt suficiente pentru a menține starea normală de funcționare;
35. *bloc de reglaj frecvență-putere* (bloc RFP) - parte a unei zone sincrone sau o întreagă zonă sincronă, delimitată fizic prin punctele de măsurare de pe liniile de interconexiune cu alte blocuri RFP, care este formată dintr-una sau din mai multe zone RFP și este operată de unul sau mai mulți OST care au responsabilitatea efectuării reglajului frecvență-putere;
36. *abaterea de reglaj a zonei de reglaj* (ARZ) - suma dintre abaterea de reglaj a componentei de putere activă („ΔP”), adică diferența obținută în timp real între valoarea instantanee a puterii de schimb măsurată în timp real („P”) și valoarea programată a puterii de schimb reglate („P0”) aferentă unei zone RFP specifice sau unui bloc RFP specific, și abaterea de reglaj a componentei de frecvență („K\*Δf”), care este dată de produsul dintre factorul K și abaterea de frecvență aferentă respectivei zone RFP specifice sau respectivului bloc RFP specific, unde abaterea de reglaj a zonei de reglaj este egală cu ΔP+K\*Δf;
37. *valoarea programată a puterii de schimb reglate* - înseamnă o succesiune de valori de referință ale puterii de schimb nete aferente unei zone RFP sau unui bloc RFP prin intermediul liniilor de interconexiune în curent alternativ („CA”);
38. *reglajul tensiunii* - acțiunile de reglaj manual sau automat realizate într-un nod de producție, în nodurile de la capătul liniilor CA sau sistemelor HVDC, în transformatoare sau prin intermediul altor mijloace menite să mențină nivelul de tensiune stabilit sau valoarea stabilită a puterii reactive;
39. *stare de colaps* - acea stare a sistemului caracterizată prin nefuncționarea completă a unei părți a sistemului sau a întregului sistem de transport;
40. *contingență internă* - contingență care are loc în interiorul zonei de reglaj a OST, inclusiv pe liniile de interconexiune;
41. *contingență externă* - contingență care are loc în afara zonei de reglaj a OST și care nu include liniile de interconexiune, care generează un factor de influență mai mare decât pragul de influență al contingențelor;
42. *factor de influență -* valoarea numerică utilizată pentru cuantificarea celui mai puternic efect al retragerii din exploatare a unui element din sistemul de transport situat în afara zonei de reglaj a OST care nu include liniile de interconexiune, în ceea ce privește modificarea fluxurilor de putere sau tensiune provocată de respectiva retragere din exploatare, asupra oricărui element din sistemul de transport. Amploarea efectului crește direct proporțional cu valoarea;
43. *prag de influență al contingențelor -* valoarea numerică limită față de care se verifică factorii de influență; prin raportare la această valoare, se consideră că apariția unei contingențe în afara zonei de reglaj a OST având un factor de influență mai mare decât pragul de influență al contingențelor afectează semnificativ zona de reglaj a OST, inclusiv liniile de interconexiune;
44. *analiza contingențelor* - simularea computerizată a contingențelor cuprinse în lista de contingențe;
45. *timpul critic de eliminare a defectului* - durata maximă de eliminare a defectului pentru care sistemul de transport își menține starea stabilă de funcționare;
46. *defect* - toate tipurile de scurtcircuite (monofazate, bifazate și trifazate, cu sau fără punere la pământ), ruperea unui conductor, întreruperea unui circuit sau o conexiune intermitentă care determină indisponibilitatea permanentă a elementului afectat din sistemul de transport;
47. *element din sistemul de transport* - orice componentă a sistemului de transport;
48. *perturbație* - eveniment neplanificat care poate provoca abaterea sistemului de transport de la starea normală de funcționare;
49. *stabilitate dinamică* - un termen general care include stabilitatea de unghi rotoric, stabilitatea de frecvență și stabilitatea de tensiune;
50. *evaluarea stabilității dinamice* - evaluarea siguranței în funcționare din punctul de vedere al stabilității dinamice;
51. *stabilitatea de frecvență* - capacitatea sistemului de transport de a menține frecvența stabilă atât în situația cu N elemente în funcțiune, cât și după apariția unei perturbații;
52. *stabilitatea de tensiune* - capacitatea unui sistem de transport de a menține tensiuni acceptabile în toate nodurile din sistemul de transport atât în situația cu N elemente în funcțiune, cât și după apariția unei perturbații;
53. *starea sistemului* - starea operațională a sistemului de transport în raport cu limitele de siguranță în funcționare, care poate fi o stare normală de funcționare, o stare de alertă, de urgență, de colaps și de restaurare;
54. *stare de urgență* - starea sistemului în care se încalcă una sau mai multe limite de siguranță în funcționare;
55. *stare de restaurare* - starea sistemului în care scopul tuturor activităților din sistemul de transport este acela de a restabili funcționarea sistemului și de a menține siguranța în funcționare după starea de colaps sau după cea de urgență;
56. *contingență excepțională* - apariția simultană a mai multor contingențe având o cauză comună;
57. *abatere de frecvență* - diferența dintre frecvența reală și cea nominală din zona sincronă, care poate fi pozitivă sau negativă;
58. *frecvența sistemului* - frecvența electrică a sistemului, care poate fi măsurată în toate punctele zonei sincrone, având la bază premisa unei valori coerente în tot sistemul într-un interval de ordinul secundelor, cu existența doar a unor diferențe minore între punctele de măsurare diferite;
59. *procesul de restabilire a frecvenței* (PRF) - un proces care vizează readucerea frecvenței la frecvența nominală a rețelei și, în zonele sincrone cuprinzând mai mult de o zonă RFP, procesul care vizează restabilirea echilibrului de putere la valoarea programată;
60. *abatere de reglaj la restabilirea frecvenței* (ARRF) - abaterea de reglaj pentru PRF care este egală cu ARZ dintr-o zonă RFP sau egală cu abaterea de frecvență în cazul în care zona RFP corespunde din punct de vedere geografic zonei sincrone;
61. *program* - set de valori de referință care reprezintă producția, consumul sau schimbul de energie electrică într-o anumită perioadă de timp;
62. *factorul K al unei zone RFP sau al unui bloc RFP* - valoare exprimată în megawați pe hertz („MW/Hz”), mai mare sau cât mai apropiată de suma dintre autoreglajul producției, autoreglajul consumului și contribuția rezervei pentru stabilizarea frecvenței corespunzătoare abaterii maxime de frecvență în regim staționar;
63. *stare locală* - determinantul unei stări de alertă, de urgență sau de colaps atunci când nu există niciun risc de prelungire a consecințelor în afara zonei de reglaj, inclusiv asupra liniilor de interconexiune conectate la această zonă de reglaj;
64. *abaterea maximă de frecvență în regim staționar* - valoarea maximă preconizată a abaterii de frecvență după apariția unui dezechilibru mai mic sau egal cu incidentul de referință la care sistemul este planificat să funcționeze în regim stabil;
65. *zona de observabilitate* - propriul sistem de transport al unui OST împreună cu părțile relevante ale sistemelor de distribuție și ale sistemelor de transport ale OST învecinați, pentru care un OST implementează monitorizarea în timp real și realizează modelarea pentru a menține siguranța în funcționare în zona sa de reglaj, inclusiv liniile de interconexiune;
66. *OST învecinați* - OST racordați direct prin cel puțin o linie de interconexiune în CA sau CC;
67. *analiza siguranței în funcționare* - întreaga sferă a activităților computerizate, manuale și automate realizate în scopul de a evalua siguranța în funcționare a sistemului de transport și măsurile de remediere necesare pentru a menține siguranța în funcționare;
68. *indicatori ai siguranței în funcționare* - indicatorii utilizați de OST pentru a monitoriza siguranța în funcționare în ceea ce privește stările sistemului, precum și defectele și perturbațiile care influențează siguranța în funcționare;
69. *evaluarea siguranței în funcționare* - clasificarea folosită de OST ca să monitorizeze siguranța în funcționare pe baza indicatorilor siguranței în funcționare;
70. *teste operaționale* - acele teste efectuate de către un OST sau OSD pentru întreținerea și dezvoltarea practicilor operaționale și a instruirii aferente, precum și pentru dobândirea informațiilor cu privire la comportamentul sistemului de transport în condiții anormale de funcționare, cât și testele efectuate de utilizatorii de rețea semnificativi asupra instalațiilor proprii, în scopuri similare;
71. *contingență normală* - apariția unei contingențe pe o singură latură sau un singur nod de injecție de putere;
72. *contingență extraordinară* - apariția simultană a mai multor contingențe care nu au o cauză comună sau pierderea mai multor unități generatoare, conducând la o pierdere totală de capacitate mai mare decât incidentul de referință;
73. *viteza de variație a sarcinii* - reprezintă viteza de modificare a puterii active a unei unități generatoare, a unui loc de consum sau a unui sistem HVDC;
74. *rezervă de putere reactivă* - puterea reactivă care este disponibilă pentru menținerea tensiunii;
75. *incident de referință* - abaterea maximă pozitivă sau negativă care are loc instantaneu între producție și consum într-o zonă sincronă, luată în considerare la dimensionarea RSF;
76. *stabilitate de unghi rotoric* - înseamnă capacitatea mașinilor sincrone de a rămâne în sincronism atât în situația cu N elemente în funcțiune, cât și după apariția unei perturbații;
77. *plan de securitate* - planul care conține o evaluare a riscului activelor critice ale OST în cazul unor scenarii privind amenințări fizice și informatice majore și o evaluare a efectelor potențiale;
78. *limite de stabilitate* - limitele permise pentru operarea sistemului de transport în ceea ce privește respectarea limitelor stabilității de tensiune, ale stabilității de unghi rotoric și ale stabilității de frecvență;
79. *starea de zonă extinsă* - desemnează o stare de alertă, de urgență sau de colaps care prezintă riscul de propagare la nivelul sistemelor de transport interconectate;
80. *plan de apărare a sistemului* - ansamblul de măsuri tehnice și organizatorice care trebuie luate pentru a preveni propagarea unei perturbații sau o deteriorare în sistemul de transport, în vederea evitării unei perturbații la nivel de stare de zonă extinsă și a unei stări de colaps;
81. *topologie* - datele privind modul de conectare în stații a diferitelor elemente din cadrul sistemelor de transport sau de distribuție și cuprinde configurația electrică și poziția întrerupătoarelor și a separatoarelor;
82. *suprasarcini tranzitorii admisibile* - suprasarcinile temporare pe elementele sistemului de transport, care sunt permise pentru o perioadă limitată de timp și care nu provoacă deteriorări fizice ale elementelor din sistemul de transport, atâta timp cât durata definită și limitele sunt respectate;
83. *linie de interconexiune virtuală* - o mărime de intrare suplimentară a regulatoarelor din zonele RFP implicate, care are același efect ca o mărime de intrare bazată pe valoarea măsurată a unei linii de interconexiune fizice și care permite schimbul de energie electrică între zonele respective;
84. *sisteme flexibile de transport al curentului alternativ* (FACTS) - echipamente de transport al energiei electrice în curent alternativ, în scopul consolidării capacității de reglaj și al creșterii capacității de transfer al puterii active;
85. *adecvanță* - capacitatea surselor de putere dintr-o zonă de a acoperi consumul din acea zonă;
86. *programul agregat al schimburilor externe nete* - înseamnă programul care realizează agregarea programelor schimburilor externe ale tuturor OST și a programelor de schimburi comerciale externe între două zone de programare sau între o zonă de programare și un grup de alte zone de programare;
87. *plan de disponibilitate -* combinația dintre toate stările de disponibilitate preconizate ale unui activ relevant într-o anumită perioadă de timp;
88. *stare de disponibilitate* - capacitatea unui element de rețea, a unei unități generatoare sau a unui loc de consum de a furniza un serviciu într-o anumită perioadă de timp, indiferent dacă se află în funcțiune sau nu;
89. *aproape în timp real* - diferență de timp între ultima închidere a porții intrazilnice și timpul real, care nu depășește 15 minute;
90. *program de consum* - program care reprezintă consumul unui loc de consum sau al unui grup de locuri de consum;
91. *mediul de date de planificare operațională ENTSO-E* - ansamblul de echipamente și aplicații informatice dezvoltate cu scopul de a permite stocarea, schimbul și gestionarea datelor utilizate pentru procesele de planificare operațională între OST;
92. *program de schimburi comerciale externe* - program care reprezintă schimburile comerciale de energie electrică între participanții la piață în diferite zone de programare;
93. *programul schimburilor externe al OST* - programul care reprezintă schimbul de energie electrică între OST din diferite zone de programare;
94. *retragere forțată din exploatare* - scoaterea neplanificată din funcțiune a unui activ relevant din orice cauză specifică situației de urgență care nu se află sub controlul operațional al operatorului activului relevant respectiv;
95. *program de producție* - programul de producție a energiei electrice de către o unitate generatoare sau de către un grup de unități generatoare;
96. *program de schimburi comerciale interne* - program care reprezintă schimburile comerciale de energie electrică dintr-o zonă de programare, care au loc între diferiți participanți la piață;
97. *activ relevant intern* - activ relevant care face parte din zona de reglaj a unui OST sau un activ relevant dintr-un sistem de distribuție, inclusiv un sistem de distribuție închis, care este conectat direct sau indirect la zona de reglaj a OST respectiv;
98. *poziție netă a zonei CA* - valoarea agregată netă a tuturor programelor schimburilor externe în CA ale unei zone;
99. *regiune de coordonare a retragerilor din exploatare* - înseamnă un ansamblu de zone de reglaj pentru care OST definesc proceduri de monitorizare și, acolo unde este necesar, de coordonare a disponibilității activelor relevante pentru toate orizonturile de timp;
100. *loc de consum relevant* - loc de consum care participă la procesul de coordonare a retragerilor din exploatare și a cărui disponibilitate influențează siguranța în funcționare la nivel transfrontalier;
101. *activ relevant* - loc de consum relevant, o unitate generatoare relevantă sau un element de rețea relevant care participă la coordonarea retragerilor din exploatare;
102. *element de rețea relevant* - orice componentă a unui sistem de transport, inclusiv liniile de interconexiune, sau a unui sistem de distribuție, inclusiv a unui sistem de distribuție închis, cum ar fi o linie unică, un circuit unic, un transformator unic, un transformator defazor de reglaj unic, sau o instalație de reglaj al tensiunii care participă la procesul de coordonare a retragerilor din exploatare și a cărei disponibilitate influențează siguranța în funcționare la nivel transfrontalier;
103. *incompatibilitate în planificarea retragerilor din exploatare* - starea în care combinația dintre disponibilitatea unuia sau mai multor elemente de rețea relevante, al unităților generatoare relevante și/sau al locurilor de consum și cea mai bună estimare a stării prognozate a rețelei electrice conduce la încălcarea limitelor de siguranță în funcționare, luându-se în considerare măsurile de remediere aflate la dispoziția OST care nu presupun costuri;
104. *agent de planificare a retragerilor din exploatare* - entitate căreia îi revine sarcina planificării disponibilității unei unități generatoare relevante, a unui loc de consum relevant sau a unui element de rețea relevant;
105. *unitate generatoare relevantă* - unitatea generatoare care participă la coordonarea retragerilor din exploatare și a cărei disponibilitate influențează siguranța în funcționare la nivel transfrontalier;
106. *centru regional de coordonare* - centru regional de coordonare înființat în temeiul prevederilor Legii nr. 107/2016 cu privire la energia electrică;
107. *agent de programare* - entitatea sau entitățile cărora le revine sarcina de a transmite programele participanților la piață către OST sau, după caz, către terți;
108. *zonă de programare* - zonă în care se aplică obligațiile OST în ceea ce privește programarea, datorită unor nevoi operaționale sau organizatorice;
109. *cu o săptămână înainte* - săptămâna de dinaintea săptămânii calendaristice de funcționare;
110. *pe un an* - în anul de dinaintea anului calendaristic de funcționare;
111. *OST afectat* - OST care are nevoie, pentru analiza și menținerea siguranței în funcționare, de informațiile privind schimbul de rezerve și/sau utilizarea în comun a rezervelor și/sau procesul de compensare a dezechilibrelor și/sau procesul de activare transfrontalieră;
112. *capacitate de rezervă* - cantitatea de RSF, RRF sau RI care trebuie să fie puse la dispoziția OST;
113. *schimb de rezerve* - posibilitatea ca un OST să aibă acces la o capacitate de rezervă racordată la altă zonă RFP, bloc RFP sau zonă sincronă ca să-și completeze propriile rezerve în conformitate cu necesarul de rezerve rezultat din procesul propriu de dimensionare a RSF, RRF sau RI, această capacitate de rezervă fiind destinată exclusiv respectivului OST fără ca niciun alt OST să o ia în calcul în scopul respectării cerințelor proprii privind rezervele care rezultă din procesele lor respective de dimensionare a rezervelor;
114. *partajare de rezerve* - mecanism în care mai mulți OST utilizează aceeași capacitate de rezervă, fie RSF, RRF sau RI, pentru a-și completa propriile rezerve în conformitate cu necesarul de rezerve rezultat din procesele proprii de dimensionare a rezervelor;
115. *timp de declanșare a stării de alertă* - perioada de timp necesară pentru ca starea de alertă să devină activă;
116. *RRF automate* - RRF care pot fi activate printr-un dispozitiv de reglaj automat;
117. *temporizarea activării RRF automate* - intervalul de timp dintre stabilirea unei noi valori de referință de către regulatorul central frecvență-putere de schimb și începutul livrării fizice de RRF automate;
118. *durata de activare completă a RRF automate* - perioada de timp dintre stabilirea unei noi valori de referință de către regulatorul central frecvență-putere de schimb și activarea sau dezactivarea corespunzătoare a RRF automate;
119. *date despre valoarea medie a ARRF* - setul de date constând în valoarea medie a ARRF înregistrată instantaneu dintr-o zonă RFP sau dintr-un bloc RFP într-o anumită perioadă de timp măsurată;
120. *OST furnizor al capacității de reglaj* - OST care declanșează activarea capacității sale de rezervă pentru un OST beneficiar al capacității de reglaj, în condițiile unui acord de partajare a rezervelor;
121. *OST beneficiar al capacității de reglaj* - OST care calculează capacitatea de rezervă ținând cont de capacitatea de rezervă care este accesibilă prin intermediul unui OST furnizor al capacității de reglaj, în condițiile unui acord de partajare a rezervelor;
122. *procesul de aplicare a criteriilor* - procesul de calcul al parametrilor-țintă pentru zona sincronă, pentru blocul RFP, precum și pentru zona RFP, pe baza datelor obținute în procesul de colectare și de furnizare a datelor;
123. *procesul de colectare și de furnizare a datelor* - procesul de colectare a setului de date necesare pentru a îndeplini criteriile de evaluare a calității frecvenței;
124. *proces de activare a RRF transfrontaliere* - proces convenit între OST care participă la procesul care permite activarea RRF conectate într-o altă zonă RFP prin corectarea în mod corespunzător a contribuției PRF implicate;
125. *proces de activare a RI transfrontaliere* - proces convenit între OST care participă la procesul care permite activarea RI conectate într-o altă zonă RFP prin corectarea în mod corespunzător a contribuției PIR implicate;
126. *incident de dimensionare* - cel mai mare dezechilibru de putere activă preconizat produs instantaneu într-un bloc RFP, atât în direcție pozitivă, cât și în direcție negativă;
127. *abaterea timpului electric* - discrepanța temporală dintre timpul sincron și timpul universal coordonat (UTC);
128. *abaterea de frecvență pentru activarea integrală a RSF* - valoarea nominală a abaterii de frecvență la care RSF dintr-o zonă sincronă este activată integral;
129. *durata de activare integrală a RSF* - perioada de timp dintre apariția incidentului de referință și activarea integrală corespunzătoare a RSF;
130. *RSF obligatorie* - acea parte din toate RSF pentru care este responsabil OST;
131. *proces de stabilizare a frecvenței* *(PSF)* - proces care vizează stabilizarea frecvenței sistemului prin compensarea dezechilibrelor cu ajutorul unor rezerve adecvate;
132. *proces de cuplare a frecvențelor* - proces convenit între toți OST din două zone sincrone, care permite corelarea activării RSF prin adaptarea fluxurilor HVDC între zonele sincrone;
133. *parametru care definește calitatea frecvenței* - principalele variabile ale frecvenței sistemului care definesc principiile calității frecvenței;
134. *parametru-țintă pentru calitatea frecvenței -* principalul obiectiv de frecvență, în funcție de care este evaluat comportamentul proceselor de activare a RSF, RRF și RI în starea de funcționare normală;
135. *criterii de evaluare a calității frecvenței* - set de calcule care utilizează valori măsurate ale frecvenței sistemului și care permite evaluarea calității frecvenței sistemului față de parametrii-țintă pentru calitatea frecvenței;
136. *date pentru evaluarea calității frecvenței* - setul de date care permite calcularea criteriilor de evaluare a calității frecvenței;
137. *parametri-țintă pentru ARRF* - variabilele-țintă principale ale blocului RFP pe baza cărora sunt determinate și evaluate criteriile de dimensionare pentru RRF și RI din blocul RFP care sunt folosite pentru a reflecta comportamentul blocului RFP în condiții normale de funcționare;
138. *transfer de putere la restabilirea frecvenței* - puterea care este transferată între zonele RFP în cadrul procesului de activare a RRF transfrontaliere;
139. *valoarea de referință a frecvenței* - valoarea-țintă a frecvenței utilizate în PRF, definită ca suma dintre frecvența nominală a sistemului și o valoare de compensare necesară pentru a reduce abaterea timpului electric;
140. *cerințe de disponibilitate a RRF* - serie de cerințe definite de OST dintr-un bloc RFP în ceea ce privește disponibilitatea RRF;
141. *reguli de dimensionare a RRF* - specificațiile procesului de dimensionare a RRF dintr-un bloc RFP;
142. *procesul de compensare a dezechilibrelor* - proces convenit între OST, care permite evitarea activării simultane a RRF în direcții opuse, luând în considerare ARRF respective, precum și RRF activate, și corectând în mod corespunzător contribuția PRF implicate;
143. *transfer de putere pentru compensarea dezechilibrelor* - puterea care este transferată între zonele RFP în cadrul procesului de compensare a dezechilibrelor;
144. *obligație de RSF inițială* - cantitatea de RSF alocată unui OST pe baza cheii de repartizare;
145. *date referitoare la frecvența instantanee* - set de valori măsurate referitoare la frecvența generală a sistemului dintr-o zonă sincronă, cu o perioadă de măsurare mai mică sau egală cu o secundă, utilizate în scopul evaluării calității frecvenței;
146. *abaterea frecvenței instantanee* - set de valori măsurate referitoare la abaterile de frecvență ale întregului sistem dintr-o zonă sincronă, cu o perioadă de măsurare mai mică sau egală cu o secundă, utilizate în scopul evaluării calității frecvenței;
147. *date referitoare la ARRF instantanee* - set de date referitoare la ARRF dintr-un bloc RFP cu o perioadă de măsurare mai mică sau egală cu 10 secunde, utilizate în scopul evaluării calității frecvenței;
148. *domeniu ARRF de nivelul 1* - primul domeniu folosit în scopul evaluării calității frecvenței la nivelul blocului RFP în care ARRF ar trebui menținută o anumită parte din timp;
149. *domeniu ARRF de nivelul 2* - al doilea domeniu folosit în scopul evaluării calității frecvenței la nivelul blocului RFP în care ARRF ar trebui menținută o anumită parte din timp;
150. *acord operațional în blocul RFP* - acord multilateral între toți OST dintr-un bloc RFP în cazul în care blocul RFP este operat de mai mult de un OST și înseamnă o metodologie operațională în blocul RFP care urmează a fi adoptată în mod unilateral de către OST relevant în cazul în care blocul RFP este operat de un singur OST;
151. *transfer de putere de înlocuire* - puterea care este schimbată între zonele RFP în cadrul procesului de activare a RI transfrontaliere;
152. *dezechilibre din blocul RFP* - suma dintre ARRF, RRF activată și RI activată în cadrul blocului și schimbul de putere pentru compensarea dezechilibrelor, transferul de putere la restabilirea frecvenței și transferul de putere de înlocuire din acest bloc RFP cu alte blocuri RFP;
153. *Responsabilul cu monitorizarea blocului RFP* - OST responsabil cu colectarea datelor privind criteriile de evaluare a calității frecvenței și de aplicarea acestor criterii la blocul RFP;
154. *structura reglajului frecvență-putere* - structura de bază care ia în considerare toate aspectele relevante ale reglajului frecvență-putere, în special în ceea ce privește obligațiile și responsabilitățile aferente, precum și categoriile și rolurile rezervelor de putere activă;
155. *structura responsabilității proceselor* - structura necesară pentru a stabili responsabilitățile și obligațiile în ceea ce privește rezervele de putere activă pe baza structurii de reglaj din zona sincronă;
156. *structura activării proceselor* - structura necesară pentru a clasifica procesele aferente diverselor tipuri de rezerve de putere activă, în ceea ce privește rolul și activarea acestora;
157. *durata de activare completă a RRF manuale* - înseamnă perioada de timp dintre schimbarea valorii de referință și activarea sau dezactivarea corespunzătoare a RRF manuale;
158. *abaterea maximă a frecvenței instantanee* - valoarea absolută maximă preconizată a abaterii frecvenței instantanee după apariția unui dezechilibru mai mic sau egal cu incidentul de referință, valoare la depășirea căreia trebuie activate măsurile de urgență;
159. *zonă de monitorizare* - parte a unei zone sincrone sau o întreagă zonă sincronă, delimitată fizic prin punctele de măsurare pe liniile de interconexiune cu alte zone de monitorizare și operată de unul sau mai mulți OST care îndeplinesc obligațiile aplicabile unei zone de monitorizare;
160. *calificare prealabilă* - procesul de verificare a conformității unei unități de furnizare a rezervelor sau a unui grup de furnizare a rezervelor cu cerințele stabilite de OST;
161. *perioadă de variație a sarcinii* - perioadă de timp definită de un punct de pornire fix și de o durată pe parcursul căreia intrarea și/sau ieșirea puterii active crește sau scade;
162. *OST cu autoritate de decizie referitoare la rezerve* - OST care este responsabil să dea dispoziții unității de furnizare a rezervelor sau grupului de furnizare a rezervelor pentru activarea RRF și/sau RI;
163. *OSD cu rezerve racordate* - OSD responsabil de rețeaua de distribuție la care este racordată o unitate de furnizare a rezervelor sau un grup de furnizare a rezervelor care furnizează rezerve unui OST;
164. *OST cu rezerve racordate* - OST responsabil de zona de monitorizare la care este racordată o unitate de furnizare a rezervelor sau un grup de furnizare a rezervelor;
165. *OST receptor al rezervei* - OST implicat într-un schimb cu un OST cu rezerve racordate și/sau cu o unitate de furnizare a rezervelor sau cu un grup furnizor de rezerve racordat la o altă zonă de monitorizare sau RFP;
166. *procesul de înlocuire a rezervelor* (PIR) - proces de restabilire a RRF activate;
167. *cerințe de disponibilitate a RI* - serie de cerințe definite de OST dintr-un bloc RFP în ceea ce privește disponibilitatea RI;
168. *reguli de dimensionare a RI* - specificațiile procesului de dimensionare a RI dintr-un bloc RFP;
169. *domeniu de frecvență standard* - interval definit simetric în jurul frecvenței nominale, în care se consideră că se operează frecvența sistemului dintr-o zonă sincronă;
170. *abaterea standard a frecvenței* - valoarea absolută a abaterii de frecvență care limitează domeniul de frecvență standard;
171. *abaterea de frecvență în regim staționar* - valoarea absolută a abaterii de frecvență după apariția unui dezechilibru, după ce frecvența sistemului a fost stabilizată;
172. *responsabilul cu monitorizarea zonei sincrone* - OST responsabil de colectarea datelor privind criteriile de evaluare a calității frecvenței și de aplicarea acestor criterii la zona sincronă;
173. *procesul de ajustare a timpului* - proces de ajustare prin care se urmărește readucerea la zero a abaterii timpului electric care se manifestă între timpul sincron și UTC,
174. *alt OST* – OST vecin sau OST dintr-un anumit bloc de reglaj frecvență-putere sau zonă sincronă;
175. *autorități de reglementare în cauză* - autorități de reglementare ale Părților Contractante ale Comunității Energetice și/sau Statelor Membre ale Uniunii Europene în cauză;
176. *Stat membru* - un teritoriu al Uniunii Europene menționat la articolul 27 din Tratatul privind Uniunea Europeană.

**Secțiunea 2**

**Obiective și aspecte de reglementare**

1. Obiectivele prezentului Cod sunt:
2. stabilirea cerințelor și a principiilor comune de siguranță în funcționare;
3. stabilirea principiilor comune de planificare operațională în sistemul interconectat;
4. stabilirea proceselor comune de reglaj frecvență-putere și a structurilor de reglaj;
5. asigurarea condițiilor pentru menținerea siguranței în funcționare în întreaga Comunitate Energetică și în Statele Membre ale Uniunii Europene;
6. asigurarea condițiilor pentru menținerea unui nivel de calitate a frecvenței;
7. promovarea coordonării operării rețelei și a planificării operaționale;
8. asigurarea și creșterea transparenței și a fiabilității informațiilor privind operarea sistemului de transport;
9. contribuția la funcționarea eficientă și la dezvoltarea sistemului de transport al energiei electrice și al sectorului energiei electrice din Comunitatea Energetică și din Statele Membre ale Uniunii Europene.
10. La implementarea prevederilor Codului, se aplică următoarele principii:
11. principiul proporționalității și nediscriminării;
12. principiul transparenței;
13. principiul optimizării între eficiența generală maximă și cele mai scăzute costuri totale pentru toate părțile implicate;
14. principiul asigurării utilizării de către OST pentru a asigura siguranța și stabilitatea rețelei a mecanismele de piață cât mai mult cu putință;
15. principiul respectării responsabilității atribuite operatorului sistemului de transport în scopul asigurării securității sistemului de energie electrică, inclusiv în conformitate cu legislația națională;
16. principiul consultării cu OSD și luarea în considerare a impactului potențial asupra rețelelor de distribuție a energiei electrice;
17. principiul respectării standardelor și specificațiilor tehnice agreate la nivel european.

**Secțiunea 3**

**Termenii și condițiile sau metodologiile OST**

1. În conformitate cu Legea nr. 107/2016 cu privire la energia electrică (în continuare Legea cu privire la energia electrică), la implementarea prezentului Cod, OST aplică termenii și condițiile sau metodologiile (în continuare – TCM), prevăzute la punctele 18 - 20, elaborate și aprobate în conformitate cu prezenta Secțiune.
2. În conformitate cu prezentul Cod, OST este obligat să aplice TCM aprobate de Agenția pentru Cooperarea Autorităților de Reglementare din Domeniul Energiei (în continuare ACER) și prevăzute la punctul 18 sau TCM aprobate de Comitetul de Reglementare al Comunității Energetice (în continuare – ECRB). OST elaborează și prezintă ANRE spre aprobare Lista deciziilor ACER, a deciziilor ECRB prin care au fost aprobate TCM-urile respective. Hotărârea ANRE cu privire la aplicarea de către OST a TCM-urilor în conformitate cu lista deciziilor ACER, a deciziilor ECRB se publică în Monitorul Oficial al Republicii Moldova, iar TCM-urile corespunzătoare se publică pe pagina web oficială a OST și pe pagina web oficială a ANRE.
3. TCM prevăzute la punctele 19 – 20 se elaborează de OST și se prezintă spre aprobare ANRE în cazurile și în termenele stabilite în prezentul Cod. În circumstanțe excepționale, în special în cazurile în care un termen-limită nu poate fi respectat din motive care nu sunt imputabile OST, ANRE prelungește la solicitarea acestora termenul-limită respectiv. Dacă în conformitate cu prezentul Cod, proiectul unui TCM urmează a fi aprobat de ANRE în comun cu alte autorități de reglementare în cauză, ANRE coordonează cu autoritățile de reglementare respective decizia de extindere a termenului-limită pentru elaborarea proiectului unui TCM. Proiectul unui TCM se supune procedurii de consultare în conformitate cu Secțiunea 12, iar OST este obligat să informeze în mod periodic ANRE, ECRB cu privire la progresele înregistrate în legătură cu elaborarea proiectului unui TCM.
4. În cazul în care un proiect de TCM, în conformitate cu prezentul Cod trebuie elaborat și aprobat de OST împreună cu alți OST în cauză, OST cooperează cu aceștia. OST va informa periodic ANRE, ECRB și ACER (în cazul în care unul sau mai multe state membre ale Uniunii Europene sunt vizate) cu privire la progresul elaborării acestui TCM. În procesul decizional cu privire la un proiect de TCM care trebuie elaborat de OST împreună cu alți OST în cauză, se aplică prevederile de la punctele 12 - 15.
5. În cazul în care OST-urile care decid cu privire la proiectul unui TCM prevăzut la punctul 19 nu sunt în măsură să ajungă la un acord și în cazul în care regiunile în cauză sunt compuse din mai mult de cinci țări părți contractante ale Comunității Energetice (în continuare – Părți contractante) și/sau din Statele Membre ale Uniunii Europene (în continuare – State Membre), OST-urile decid prin vot cu majoritate calificată. Majoritatea calificată pentru votul asupra proiectului unui TCM prevăzut la punctul 19, necesită întrunirea următoarelor cerințe cumulative:
6. există votul majorității OST-urilor care reprezentă cel puţin 72 % dintre părțile contractante și/sau dintre Statele Membre vizate;
7. există votul majorității OST-urilor care reprezentă țările părți contractante și/sau Statele Membre care cuprind cel puţin 65 % din populaţia regiunii în cauză.
8. Se consideră că există o minoritate de blocare pentru luarea deciziilor cu privire la proiectul TCM stabilit la punctul 19, dacă sunt întrunite următoarele cerințe cumulative:
9. există votul numărului minim al OST-urilor reprezentând mai mult de 35% din populația părților contractante și/sau Statelor Membre participante;
10. există votul numărului minim al OST-urilor care reprezintă adițional cel puțin o parte contractantă și/sau un Stat Membru în cauză.

În caz contrar, majoritatea calificată este considerată ca fiind întrunită.

1. Deciziile OST-urilor cu privire la proiectul unui TCM prevăzut la punctul 19 în legătură cu regiuni compuse din cel mult cinci țări părți contractante și/sau State Membre, sunt luate pe bază de consens.
2. La luarea deciziilor de către OST-uri privind proiectul unui TCM în conformitate cu punctele 12-13, se atribuie un vot fiecărui Stat Membru sau Părți contractante . Dacă există mai mult de un OST pe teritoriul unui Stat Membru sau al unei Părți contractante, Statul Membru sau Partea Contractantă va distribui drepturile de vot între OST-urile respective.
3. În cazul în care OST nu prezintă la ANRE proiectul de TCM sau proiectele de amendamente pentru TCM în termenele stabilite în prezentul Cod, acesta urmează să prezinte ANRE proiectul relevant de TCM, precum și să explice motivele care au împiedicat atingerea unui acord cu ceilalți OST vizați. În acest caz, ANRE întreprinde măsurile necesare pentru elaborarea, modificarea și aprobarea TCM-ului, inclusiv în cazul în care nu a fost depus niciun proiect al unui TCM de către OST. Conform Legii cu privire la energia electrică, ANRE cooperează în acest sens cu ECRB și ACER.

**Secțiunea 4**

**Aprobarea termenilor și condițiilor sau a metodologiilor OST**

1. La prezentarea de către OST a unui proiect de TCM prevăzut la pct. 19 – 20, ANRE aprobă proiectul respectiv printr-o hotărâre adoptată în acest sens. Înainte de aprobarea proiectului de TCM, ANRE revizuiește proiectul de TCM prezentat prin prisma corespunderii aceștia cu prezentul Cod, precum și pentru a se asigura că proiectul respectiv contribuie la integrarea pieței, la nediscriminare, la o concurența efectivă și buna funcționare a pieței, și dacă este necesar, consultă părțile interesate.
2. OST urmează să aplice următoarele TCM-uri aprobate de ACER, inclusiv orice modificări ale acestora aprobate ulterior:
3. cerințe organizaționale cheie, rolurile și responsabilitățile pentru schimbul de date legate de siguranța de funcționare;
4. metodologia de elaborare a modelelor comune de rețea;
5. metodologia pentru coordonarea analizei siguranței în funcționare;
6. metodologia pentru zona sincronă a Europei Continentale, necesară definirii inerției minime;
7. metodologia de evaluare a relevanței activelor legate de coordonarea retragerilor din exploatare;
8. metodologii, condiții și valori incluse în acordurile operaționale pentru zona sincronă privind:
9. parametrii care definesc calitatea frecvenței și parametrul-țintă pentru calitatea frecvenței;
10. regulile de dimensionare pentru RSF;
11. proprietățile suplimentare ale RSF;
12. perioada minimă de activare care trebuie asigurată de furnizorii de RSF;
13. ipotezele și metodologia pentru analiza cost-beneficiu;
14. limitarea cantității de schimb de RRF între zonele sincrone și limitarea cantității de partajare de RRF între zonele sincrone;
15. limitarea cantității de schimb de RI între zonele sincrone și limitarea cantității de partajare de RI între zonele sincrone;
16. în cazul în care blocul RFP cuprinde zone RFP ale Statelor Membre ale Uniunii Europene și ale părților contractante din Comunitatea Energetică, metodologiile și condițiile incluse în acordurile operaționale ale blocului RFP, cu privire la:
17. restricții de rampă la producția de putere activă;
18. măsuri de coordonare care să vizeze reducerea ARRF;
19. măsuri pentru a reduce ARRF prin solicitarea de modificări ale producției sau consumului unităților generatoare și al unităților consumatoare;
20. regulile de dimensionare RRF;
21. măsuri de atenuare pentru zona sincronă.
22. Propunerile pentru următoarele TCM-uri și orice modificări ale acestora sunt supuse aprobării de către ANRE și toate autoritățile de reglementare implicate:
    1. dispoziții comune pentru fiecare regiune de calcul a capacității pentru coordonarea regională a siguranței în funcționare, în conformitate cu Partea a Treia Titlul III Capitolul I Secțiunea 3;
    2. în cazul în care blocul RFP cuprinde numai zone RFP ale părților contractante ale Comunității Energetice, metodologiile și condițiile incluse în acordurile operaționale ale blocului RFP, cu privire la:
23. restricții de rampă la producția de putere activă, în conformitate cu Partea a Patra Titlul II Secțiunea 11;
24. măsuri de coordonare care să vizeze reducerea ARRF, în conformitate cu punctul 507;
25. măsuri pentru a reduce ARRF prin solicitarea de modificări ale producției sau consumului unităților generatoare și al unităților consumatoare, în conformitate cu punctul 509;
26. regulile de dimensionare RRF, în conformitate cu Partea a Patra Titlul VI Secțiunea 1;
27. măsuri de atenuare pentru fiecare bloc RFP, în conformitate cu Partea a Patra Titlul II Secțiunea 12;
28. o propunere comună pentru determinarea blocurilor RFP, în conformitate cu punctul 442.
29. Propunerile pentru următoarele TCM-uri, precum și orice modificări ale acestora sunt supuse aprobării de către ANRE:
    1. domeniul de aplicare al schimbului de date cu OSD și utilizatori de rețea semnificativi, în conformitate cu punctul 148;
    2. cerințe suplimentare pentru grupurile furnizoare a RSF, în conformitate cu punctul 514;
    3. excluderea grupurilor furnizoare a RSF de la furnizarea RSF, în conformitate cu punctul 515;
    4. pentru zona sincronă a Europei Continentale, propunerea referitoare la perioada minimă de activare intermediară care trebuie asigurată de furnizorii de RSF propusă de OST, în conformitate cu punctul 537;
    5. cerințele tehnice RRF definite de OST, în conformitate cu punctul 547;
    6. respingerea grupurilor furnizoare de RRF de la furnizarea de RRF, în conformitate cu punctul 556;
    7. cerințe tehnice pentru racordarea unităților furnizoare de RI și a grupurilor furnizoare de RI definite de OST, în conformitate cu punctul 566;
    8. respingerea grupurilor furnizoare de RI de la furnizarea RI, în conformitate cu punctul 574.
30. În conformitate cu cadrul legal al Comunității Energetice, în cazul în care , în temeiul prezentului Cod, unui operator de sistem relevant individual sau OST i se impune sau i se permite să precizeze sau să își dea acordul în privința unor cerințe care nu fac obiectul punctului 20, părțile contractante pot solicita aprobarea prealabilă din partea autorității de reglementare competente a respectivelor cerințe și orice modificări ale acestora.
31. Proiectul TCM trebuie să includă un calendar propus pentru implementare, precum și o descriere a impactului preconizat al acestora prin prisma obiectivelor prezentului Cod. OST va transmite proiectul TCM stabilit la punctul 19 către ANRE ECRB cu transmiterea simultană a acestuia și către ACER (în cazul în care sunt vizate Statele Membre ale Uniunii Europene).
32. În conformitate cu cadrul legal al Comunității Energetice, la solicitarea ANRE şi/sau a altor autorităţi de reglementare interesate, ECRB sau ACER (în cazul în care sunt vizate Statele Membre ale Uniunii Europene) emit în termen de trei luni un aviz cu privire la proiectul de TCM stabilit la punctul 19.
33. ANRE consultă autoritățile de reglementare în cauză cu privire la un proiect de TCM stabilit la punctul 18 și colaborează cu acestea în vederea luării unei decizii comune asupra proiectului respectiv. La luarea deciziei comune privind proiectul TCM stabilit la punctul 19, se ia în considerare avizul ECRB sau ACER (în cazul în care sunt vizate Statele Membre ale Uniunii Europene), emis conform punctului 23. Prevederile acestui punct se aplică și în cazul modificării unui TCM aprobat.
34. Autoritățile prevăzute la punctele 18 – 20 examinează proiectul unui TCM în termen de 6 luni de la depunerea acestuia de către OST sau de către OST și/sau alți OST. În cazul unui proiect de TCM prevăzut la punctul 19, termenul de șase luni curge de la primirea proiectului de TCM respectiv de către ultima autoritate de reglementare în cauză. Perioada de 6 luni începe să curgă din ziua următoare zilei în care proiectul de TCM a fost depus la ANRE (în cazurile prevăzute la punctul 20) sau la ultima autoritate de reglementare în cauză (în cazurile prevăzute la punctul 19).
35. În cazul TCM-urilor stabilite la punctul 19, dacă ANRE și alte autorități de reglementare în cauză nu au reușit să ajungă la un acord cu privire la un proiect de TCM în perioada menționată la punctul 25, ECRB sau ACER (în cazul în care sunt vizate Statele Membre ale Uniunii Europene) adoptă în termen de 6 luni o decizie privind proiectul de TCM prezentat în conformitate cu cadrul normativ al Comunităţii Energetice.
36. Hotărârea ANRE privind aprobarea unui TCM, se publică în Monitorul Oficial al Republicii Moldova, iar TCM aprobat se publică pe pagina web oficială a OST, precum și pe pagina web oficială a ANRE.
37. Orice parte poate formula o plângere împotriva OST cu privire la obligațiile sau deciziile care îi revin în temeiul prezentului Cod, pe care poate să o depună la ANRE, care acționează ca autoritate de soluționare a litigiilor în conformitate cu Legea cu privire la energia electrică.

**Secțiunea 5**

**Modificări ale termenilor și condițiilor sau ale metodologiilor OST**

1. TCM-urile elaborate și aprobate în conformitate cu prezentul Cod, pot fi modificate:
2. în cazul TCM-urilor prevăzute la punctul 20 la inițiativa OST sau la cererea ANRE;
3. în cazul TCM-urilor prevăzute la punctul 19, la cererea comună a ANRE și a uneia sau mai multor autorități de reglementare interesate;
4. la cererea ECRB sau la cererea ACER (în cazul Statelor Membre ale Uniunii Europene).
5. OST depune proiectul de modificare a unui TCM în termen de 2 luni de la primirea cererii din partea ANRE, autorităților stabilite la punctul 29. OST cooperează cu alți OST în cauză în ceea ce privește elaborarea modificărilor la TCM stabilite la punctul 19.
6. ANRE/autoritățile prevăzute la punctul 29 examinează proiectul de modificare a unui TCM depus în termen de 2 luni de la depunerea acestuia de către OST. În cazul TCM-urilor prevăzute la punctul 19, dacă ANRE și alte autorități de reglementare în cauză nu au reușit să ajungă la un acord cu privire la un proiect de modificare a TCM în perioada menționată la punctul 30, ECRB sau ACER (în cazul în care sunt vizate Statele Membre ale Uniunii Europene) adoptă în termen de 6 luni o decizie privind proiectul de modificare a TCM prezentat, în conformitate cu cadrul normativ al Comunităţii Energetice.
7. În cazul în care OST nu prezintă un proiect de modificare a unui TCM, se aplică prevederile punctul 16. Proiectul de modificare a unui TCM va face obiectul procedurii de consultare stabilite în Secțiunea 9 a prezentei Părți.
8. Hotărârea ANRE privind aprobarea modificărilor la TCM, se publică în Monitorul Oficial al Republicii Moldova, iar modificările TCM se publică pe pagina web oficială a OST, precum și pe pagina web oficială a ANRE.

**Secțiunea 6**

**Publicarea pe internet a termenilor și condițiilor sau a metodologiilor OST**

1. După aprobare TCM-urilor prevăzute în prezentul Cod OST le publică pe pagina sa web oficială, cu excepția cazului în care aceste informații sunt considerate confidențiale în conformitate cu Secțiunea 10 a prezentei Părți.
2. OST publică, de asemenea, pe pagina sa web oficială, următoarele informații:
   1. îmbunătățirea instrumentelor pentru operarea rețelei, în conformitate cu punctul 195 subpunctul 5);
   2. parametrii-țintă pentru ARRF, în conformitate cu Partea a Patra Titlul II Secțiunea 2;
   3. restricții de rampă la nivelul blocului RFP, în conformitate cu punctul 435;
   4. măsurile luate în starea de alertă din cauza rezervelor insuficiente de putere activă, conform punctului 504;
   5. solicitarea OST-ului cu rezerve racordate către un furnizor RSF de a pune la dispoziție informații în timp real, în conformitate cu punctul 522.

**Secțiunea 7**

**Recuperarea costurilor**

1. Costurile aferente îndeplinirii obligațiilor impuse operatorilor de sistem în conformitate cu prezentul Cod sunt evaluate de ANRE.
2. Costurile considerate de ANRE ca fiind rezonabile, eficiente și proporționale se recuperează prin tarife pentru prestarea serviciului de transport a energiei electrice sau prin alte mecanisme adecvate stabilite de ANRE. La cererea ANRE, OST, în termen de trei luni de la solicitare, va transmite informațiile necesare pentru a facilita evaluarea costurilor suportate.

**Secțiunea 8**

**Implicarea părților interesate**

1. ANRE acționând împreună cu ECRB și ACER (în cazul în care sunt vizate Statele membre ale Uniunii Europene), precum și în strânsă cooperare cu Rețeaua europeană a operatorilor de sisteme de transport a energiei electrice (în continuare - ENTSO-E) organizează implicarea părților interesate în ceea ce privește operarea sistemului în condiții de siguranță și alte aspecte ale implementării prezentului Cod. Această implicare va include organizarea de întâlniri cu părțile interesate pentru a identifica problemele și a propune îmbunătățiri în ceea ce privește operarea sistemului în condiții de siguranță. Implementarea prezentului punct nu exclude necesitatea consultării părților interesate în conformitate cu secțiunea 9 a prezentei Părți.

**Secțiunea 9**

**Consultarea publică**

1. În ceea ce privește rolul său de a prezenta un proiect de TCM, un proiect de modificare a unui TCM, OST consultă părțile interesate cu privire la respectivul TCM. Consultarea publică trebuie să dureze cel puțin 1 lună.
2. Proiectul de TCM, proiectul de modificare a unui TCM cu aplicabilitate regională se consultă cel puțin la nivel regional. Părțile care depun propuneri la nivel bilateral sau multilateral vor desfășura o consultare publică cel puțin în Părțile Contractante ale Comunității Energetice și/sau în Statele Membre ale Uniunii Europene în cauză.
3. OST trebuie să țină cont de punctele de vedere ale părților interesate, rezultate în urma consultărilor publice înainte de transmiterea propunerii respective spre aprobare de către ANRE. În toate cazurile, odată cu propunerea depusă, trebuie prezentată și o justificare temeinică a acceptării sau respingerii opiniilor transmise în urma consultării publice, care trebuie publicată în timp util, anterior sau concomitent cu publicarea proiectului de TCM.

**Secțiunea 10**

**Obligații în materie de confidențialitate**

1. Toate informațiile confidențiale primite, schimbate sau transmise în temeiul prezentului Cod sunt supuse condițiilor de secret profesional prevăzute la punctele 43 - 45.
2. Obligația de păstrare a secretului profesional se aplică angajaților OST sau angajaților altei persoane juridice, entități sau autorități care au obținut informații în temeiul prezentului Cod. OST va lua toate măsurile necesare pentru a asigura confidențialitatea, integritatea și protecția informațiilor respective, precum și măsurile necesare pentru a preveni utilizarea necorespunzătoare a informațiilor respective și accesul neautorizat.
3. Informațiile confidențiale primite de ANRE, entitățile sau persoanele menționate la punctul 43 în timpul exercitării atribuțiilor lor nu pot fi dezvăluite nici unei alte persoane sau autorități, fără a aduce atingere cazurilor reglementate de prezentul Cod, sau de prevederile legislației Comunității Energetice sau legislația națională.
4. Fără a aduce atingere cazurilor reglementate de legislația națională sau de legislația Comunității Energetice, ANRE, entitățile sau persoanele care primesc informații confidențiale în temeiul prezentului Cod le pot utiliza numai în scopul exercitării atribuțiilor care le revin în temeiul prezentului Cod.

**Secțiunea 11**

**Acorduri cu OST nevizați de prezentul Cod**

1. OST întreprinde măsuri pentru a încheia un acord cu alți OST din zona sincronă a Europei Continentale, care să stabilească bazele cooperării acestora în ceea ce privește operarea în condiții de siguranță a sistemului și să stabilească modalitățile pentru asigurarea conformității OST din țări terțe cu obligațiile stabilite în prezentul Cod.

**Secțiunea 12**

**Monitorizare**

1. În conformitate cu cadrul normativ al Comunității Energetice, ENTSO-E monitorizează punerea în aplicare a prezentului Cod în domeniile vizate de prezentul punct și cooperează cu Secretariatul Comunității Energetice în ceea ce privește monitorizarea Părților Contractante situate în afara zonei sincrone Europei Continentale sau care nu sunt membre ale ENTSO-E. Monitorizarea de către ENTSO-E include cel puțin următoarele aspecte:
2. indicatori ai siguranței de funcționare;
3. reglajul frecvență-putere;
4. evaluarea coordonării regionale;
5. identificarea divergențelor în ceea ce privește punerea în aplicare la nivel național a prezentului Cod pentru TCM-urile prevăzute la punctul 18;
6. identificarea îmbunătățirilor suplimentare ale instrumentelor și serviciilor în conformitate cu subpunctele 1) și 2) ale punctului 195, dincolo de îmbunătățirile identificate de OST în conformitate cu punctul 195 subpunctul 5);
7. identificarea oricăror îmbunătățiri necesare în raportul anual privind scala de clasificare a incidentelor, care sunt necesare pentru a sprijini sustenabilitatea și durabilitatea siguranței în funcționare;
8. identificarea problemelor în ceea ce privește cooperarea cu OST din țări terțe în ceea ce privește siguranța în funcționare a sistemului.
9. OST prezintă Secretariatului Comunității Energetice și ENTSO-E informațiile necesare acestor autorități pentru a-și exercita atribuțiile descrise la punctul 47. Aceste informații includ, dar nu se limitează la, indicatorii siguranței de funcționare, reglajul frecvență-putere și evaluarea coordonării regionale.
10. La cererea ANRE, OSD-urile furnizează OST informațiile relevante, cu excepția cazului în care aceste informații sunt deja disponibile OST, ANRE sau ENTSO-E în legătură cu sarcinile lor de monitorizare a punerii în aplicare, cu scopul de a evita dublarea informațiilor.

**Secțiunea 13**

**Raportarea anuală privind indicatorii siguranței în funcționare**

1. În conformitate cu cadrul normativ al Comunității Energetice, ENTSO-E elaborează și publică raportul anual bazat pe scara de clasificare a incidentelor privind Republica Moldova şi alte Părţi Contractante. În acest scop, ENTSO-E cooperează cu ECRB.
2. Rapoartele anuale menționate la punctul 50 conțin cel puțin următorii indicatori ai siguranței în funcționare, relevanți pentru siguranța în funcționare:
3. numărul elementelor sistemului de transport declanșate anual, per OST;
4. numărul de instalațiilor generatoare declanșate anual, per OST;
5. energia nefurnizată pe an ca urmare a deconectării neprevăzute a locurilor de consum, per OST;
6. durata și numărul cazurilor de situații de stări de alertă și de stări de urgență, per OST;
7. durata și numărul evenimentelor în care a existat o lipsă de rezerve, per OST;
8. durata și numărul abaterilor de tensiune care depășesc intervalele admise, per OST;
9. numărul de minute în afara domeniului de frecvență standard și numărul de minute în afara celor 50% din abaterea de frecvență maximă în regim staționar per zonă sincronă;
10. numărul de separări prin segmentare sau stări de colaps locale;
11. numărul de colapsuri care implică doi sau mai mulți OST.
12. Raportul anual menționat la punctul 50 trebuie să conțină următorii indicatori ai siguranței de funcționare, relevanți pentru planificarea operațională:
13. numărul evenimentelor în care un incident din lista de contingențe a condus la o degradare a stării operaționale a sistemului;
14. numărul evenimentelor menționate la subpunctul 1) în care a avut loc o degradare a condițiilor de operare a sistemului ca urmare a discrepanțelor neașteptate față de prognozele pentru consum sau producție;
15. numărul evenimentelor în care a avut loc o degradare a condițiilor de operare a sistemului din cauza unei contingente excepționale;
16. numărul evenimentelor menționate la subpunctul 3) în care a avut loc o degradare a condițiilor de operare a sistemului ca urmare a discrepanțelor neașteptate față de prognozele pentru consum sau producție;
17. numărul evenimentelor care conduc la o degradare a condițiilor de operare a sistemului din cauza lipsei rezervelor de putere activă.
18. OST transmite ENTSO-E, până la data de 1 martie a fiecărui an, datele și informațiile necesare pentru elaborarea raportului anual menționat la prezenta Secțiune. Datele furnizate de OST acoperă anul calendaristic anterior.
19. Raportul anual include explicații cu privire la motivele incidentelor la evaluarea siguranței în funcționare 2 și 3 în conformitate cu scala de clasificare a incidentelor adoptată de ENTSO-E. Pentru a transmiterea informațiile necesare pentru ca ENTSO-E să-și îndeplinească sarcina descrisă la prezentul punct, OST va efectua investigarea incidentelor utilizând scala de clasificare a incidentelor adoptată de ENTSO-E. OST va informa ANRE cu privire la o investigație în timp util, înainte de lansarea acesteia. ANRE și alte autorități de reglementare sau ECRB pot fi implicate în investigație la cererea acestora.

**Secțiunea 14**

**Raportul anual privind reglajul frecvență-putere**

1. În conformitate cu cadrul normativ al Comunității Energetice, ENTSO-E elaborează și publică raportul anual privind reglajul frecvenţă-putere privind Republica Moldova şi alte Părţi Contractante ale Comunităţii Energetice.
2. OST transmite ENTSO-E, până la data de 1 martie a fiecărui an, următoarele informații pentru anul anterior:
3. identificarea blocurilor RFP, a zonelor RFP și a zonelor de monitorizare din Partea Contractantă a Comunității Energetice;
4. identificarea blocurilor RFP care nu fac parte din sistemul energetic al Republicii Moldova și care conțin zone RFP și zone de monitorizare care se află în Republica Moldova;
5. identificarea zonelor sincrone din care face parte fiecare OST;
6. datele referitoare la criteriile de evaluare a calității frecvenței pentru fiecare zonă sincronă și fiecare bloc RFP de la subpunctele 1) - 3) care se referă la fiecare lună din cel puțin 2 ani calendaristici anteriori;
7. RSF obligatorie și obligația de RSF inițială a fiecărui OST care își desfășoară activitatea în cadrul Părții Contractante pentru fiecare lună din cel puțin 2 ani calendaristici anteriori;
8. o descriere și data punerii în aplicare a măsurilor de atenuare și a cerințelor pentru rampă în vederea reducerii abaterilor de frecvență deterministe, întreprinse în cursul anului calendaristic precedent, în conformitate cu Partea a Patra Titlul II Secțiunea 11 și Secțiunea 12, în care au fost implicați OST ai Părții Contractante.
9. Datele furnizate de OST acoperă anul anterior. Informațiile privind zonele sincrone, blocurile RFP, zonele RFP și zonele de monitorizare de la subpunctele 1), 2) și 3) de la punctul 56 se raportează o singură dată. În cazul în care aceste zone se modifică, aceste informații sunt raportate până la data de 1 martie a anului următor.
10. OST cooperează cu alți OST dintr-o zonă sincronă sau bloc RFP pentru a colecta datele enumerate la punctul 56.

**Secțiunea 15**

**Raportul anual privind evaluarea coordonării regionale**

1. În conformitate cu cadrul normativ al Comunității Energetice, ENTSO-E elaborează și publică raportul anual privind evaluarea coordonării regionale privind Republica Moldova şi la alte Părţi Contractante ale Comunităţii Energetice.
2. În conformitate cu cadrul normativ al Comunității Energetice până la 1 martie, fiecare centru regional de coordonare pregătește un raport anual și îl transmite ENTSO-E, incluzând următoarele informații privind sarcinile pe care le îndeplinește:
3. numărul de evenimente, durata medie și motivele pentru care nu a putut să îți îndeplinească funcțiile sale;
4. statisticile referitoare la restricții, inclusiv durata, localizarea și numărul acestor restricții, împreună cu măsurile de remediere aferente activate și costul acestora, dacă au fost suportate costuri;
5. numărul de cazuri în care OST refuză să implementeze măsurile de remediere recomandate de centru regional de coordonare și motivele acestora;
6. numărul de incompatibilităților constatate referitor la retragerile din exploatare în conformitate cu Partea a Treia Titlul III Capitolul I Secțiunea 7;
7. o descriere a cazurilor în care a fost evaluată lipsa de adecvanță la nivel regional, precum și o descriere a măsurilor de atenuare instituite.
8. Datele furnizate către ENTSO-E de către centrele regionale de coordonare acoperă anul anterior.

**PARTEA A DOUA**

**SIGURANȚA ÎN FUNCȚIONARE**

**TITLUL I**

**CERINȚE PRIVIND SIGURANȚA ÎN FUNCȚIONARE**

**Capitolul I**

**STĂRILE SISTEMULUI, MĂSURILE DE REMEDIERE ȘI LIMITELE DE SIGURANȚĂ ÎN FUNCȚIONARE**

**Secțiunea 1**

**Clasificarea stărilor sistemului**

1. Sistemul de transport este în stare normală de funcționare atunci când sunt îndeplinite cumulativ condițiile următoare:
2. fluxurile de tensiune și de putere se încadrează în limitele de siguranță în funcționare definite în conformitate cu Secțiunea 8;
3. frecvența îndeplinește următoarele criterii:
4. abaterea de frecvență în regim staționar a sistemului este în intervalul de frecvență standard (±50 mHz);
5. valoarea absolută a abaterii de frecvență în regim staționar a sistemului nu este mai mare decât abaterea maximă de frecvență în regim staționar (±200 mHz) și nu sunt atinse limitele frecvenței sistemului stabilite pentru starea de alertă;
6. rezervele de putere activă și reactivă sunt suficiente pentru a suporta contingențele din lista de contingențe definită în conformitate cu Capitolul V Secțiunea 1 fără să se încalce limitele de siguranță în funcționare;
7. funcționarea zonei de reglaj a OST este și va rămâne în limitele de siguranță în funcționare după activarea măsurilor de remediere în urma producerii unei contingențe din lista de contingente definită în conformitate cu Capitolul V Secțiunea 1.
8. Sistemul de transport este în stare de alertă atunci când:
   1. fluxurile de tensiune și de putere se încadrează în limitele de siguranță în funcționare definite în conformitate cu Secțiunea 8, dar simultan are loc unul dintre evenimentele de mai jos:
   2. capacitatea de rezervă a OST este redusă cu mai mult de 20 % pentru o perioadă mai lungă de 30 de minute și nu există nici un mijloc prin care să compenseze această reducere a în decursul funcționării în timp real a sistemului;
   3. frecvența îndeplinește următoarele criterii:
9. valoarea absolută a abaterii de frecvență în regim staționar a sistemului este în intervalul 50 – 200 mHz în perioada care nu depășește 15 minute;
10. valoarea absolută a abaterii de frecvență în regim staționar a sistemului a depășit constant 50 % (100mHz) din abaterea maximă de frecvență în regim staționar, pentru o perioadă de timp mai lungă decât perioada de declanșare a stării de alertă (5 min), sau domeniul de frecvență standard (50 mHz) pentru o perioadă de timp mai lungă decât durata de restabilire a frecvenței (15 min);
    1. cel puțin o contingență din lista de contingente, definită în conformitate cu Capitolul V, Secțiunea 1 determină o încălcare a limitelor de siguranță în funcționare ale OST, chiar și după activarea măsurilor de remediere.
11. Sistemul de transport este în stare de urgență atunci când este îndeplinită cel puțin una dintre următoarele condiții:
    1. există cel puțin o încălcare a limitelor de siguranță în funcționare ale OST definite în conformitate cu Secțiunea 8;
    2. frecvența nu îndeplinește criteriile pentru starea normală de funcționare și pentru starea de alertă definite în conformitate cu punctele 62 și 63;
    3. este activată cel puțin o măsură din planul OST de apărare a sistemului;
    4. există o deficiență în funcționarea instrumentelor, mijloacelor și instalațiilor definite în conformitate cu punctul 21, care determină indisponibilitatea respectivelor instrumente, mijloace și dotări pentru o perioadă mai lungă de 30 de minute.
12. Sistemul de transport este în stare de colaps atunci când este îndeplinită cel puțin una dintre următoarele condiții:
13. pierderea a mai mult de 50 % din consum în zona de reglaj a OST;
14. lipsa totală a tensiunii timp de cel puțin trei minute în zona de reglaj a OST, care determină declanșarea planurilor de restaurare.
15. Sistemul de transport este în stare de restaurare atunci când OST, aflat în stare de urgență sau de colaps, a început să activeze măsuri din planul de restaurare.

**Secțiunea 2**

**Monitorizarea și determinarea stărilor sistemului de către OST**

1. OST determină, în decursul funcționării în timp real, starea sistemului său de transport.
2. OST monitorizează în timp real următorii parametri ai sistemului de transport în zona sa de reglaj, pe baza telemetriei în timp real sau a valorilor calculate din zona sa de observabilitate, luând în calcul datele structurale și datele în timp real, în conformitate cu Titlul II, Capitolul II, Secțiunea 2:
3. fluxurile de putere activă și reactivă;
4. tensiunile în bara colectoare;
5. frecvența și abaterea de reglaj la restabilirea frecvenței din zona sa RFP;
6. rezervele de putere activă și reactivă;
7. producția și consumul.
8. Pentru a stabili starea sistemului, OST efectuează analiza contingențelor cel puțin o dată la fiecare 15 minute, monitorizând parametrii sistemului de transport definiți în conformitate cu Partea a Treia Titlul III Capitolul I Secțiunea 6, în raport cu limitele de siguranță în funcționare definite în conformitate cu Secțiunea 8 și criteriile pentru stările sistemului definite în conformitate cu Secțiunea 1. OST monitorizează, de asemenea, nivelul rezervelor disponibile față de capacitatea de rezervă. La efectuarea analizei contingențelor, OST ține seama de efectul măsurilor de remediere și al măsurilor din planul de apărare a sistemului.
9. În cazul în care sistemul său de transport nu este într-o stare normală de funcționare și în cazul în care acestă stare a sistemului este calificată drept stare de zonă extinsă, OST:
10. informează toți OST cu privire la starea sistemului său de transport prin intermediul unui instrument informatic pentru schimbul de date în timp real la nivel paneuropean;
11. furnizează informații suplimentare cu privire la elementele sistemului său de transport care fac parte din zona de observabilitate a altor OST, acestor OST.

**Secțiunea 3**

**Măsuri de remediere în cadrul operării sistemului**

1. OST întreprinde măsuri să asigure că sistemul său de transport rămâne în stare normală de funcționare și este responsabil de gestionarea situațiilor de nerespectare a siguranței în funcționare. OST elaborează, pregătește și activează măsuri de remediere ținând cont de disponibilitatea acestora, de timpul și de resursele necesare pentru activarea acestora, precum și de orice condiții din afara sistemului de transport care sunt relevante pentru fiecare măsură de remediere.
2. Măsurile de remediere utilizate de OST în cadrul operării sistemului în conformitate cu punctul 71 și cu secțiunile 4 - 6 trebuie să fie coerente cu măsurile de remediere luate în considerare la calculul capacităților, în conformitate cu Codul rețelelor electrice privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, aprobat de ANRE.

**Secțiunea 4**

**Principii și criterii aplicabile măsurilor de remediere**

1. OST aplică următoarele principii atunci când activează și coordonează măsuri de remediere în conformitate cu Secțiunea 6:
2. în situațiile de nerespectare a siguranței în funcționare care nu trebuie gestionate în mod coordonat, OST elaborează, pregătește și activează măsuri de remediere care readuc sistemul la starea normală de funcționare și care previn propagarea stării de alertă sau de urgență în afara zonei de reglaj a OST din categoriile definite în Secțiunea 5;
3. în situațiile de nerespectare a siguranței în funcționare care trebuie gestionate în mod coordonat, OST elaborează, pregătește și activează măsuri de remediere împreună cu alți OST interesați, potrivit metodologiei de elaborare a măsurilor de remediere în coordonare în temeiul punctului 267 subpunctul 2) și ținând cont de recomandarea centrelor regionale de coordonare în conformitate cu punctul 270.
4. Atunci când selectează măsurile de remediere adecvate, OST aplică următoarele criterii:
5. să activeze cele mai eficace și eficiente măsuri de remediere din punct de vedere economic;
6. să activeze măsuri de remediere cât mai apropiate de timpul real, ținând cont de perioada de timp preconizată de activare și de urgența situației de operare a sistemului pe care intenționează să o soluționeze;
7. să ia în considerare riscurile de eșec în cazul aplicării măsurilor de remediere disponibile și impactul acestora asupra siguranței în funcționare, cum ar fi: riscurile de eșec sau scurtcircuit provocate de modificarea topologiei, riscurile de retrageri din exploatare provocate de modificările puterii active sau reactive la unitățile generatoare de energie sau la locurile de consum și riscurile de defecțiune cauzate de comportamentul echipamentelor;
8. să acorde prioritate măsurilor de remediere care pun la dispoziție cea mai mare capacitate interzonală pentru alocarea capacităților, respectând în același timp toate limitele de siguranță în funcționare.

**Secțiunea 5**

**Categorii de măsuri de remediere**

1. OST utilizează următoarele categorii de măsuri de remediere:
2. modificarea duratei unei retrageri planificate din exploatare sau repunerea în funcțiune a elementelor sistemului de transport pentru a obține disponibilitatea operațională a respectivelor elemente ale sistemului de transport;
3. modificarea activă a fluxurilor de putere prin comutarea ploturilor la transformatoarele de putere, comutarea ploturilor la transformatoarele defazor de reglaj și modificarea topologiilor;
4. reglajul tensiunii și gestionarea puterii reactivă prin:
5. comutarea ploturilor la transformatoarele de putere;
6. comutarea capacitorilor și bobinelor de reactanță;
7. comutarea dispozitivelor de gestionare a tensiunii și a puterii reactive pe bază electronică de putere;
8. transmisterea de dispoziții către OSD și a utilizatorii de rețea semnificativi pentru blocarea reglajului automat de tensiune și al putere reactivă al transformatoarelor sau pentru activarea la instalațiile lor a măsurilor de remediere prevăzute la literele a)-c), dacă deteriorarea tensiunii periclitează siguranța în funcționare sau amenință să conducă la un colaps de tensiune în sistemul de transport;
9. solicitarea modificării valorii de ieșire a puterii reactive sau a valorii de referință a tensiunii grupurilor generatoare sincrone racordate la sistemul de transport,
10. solicitarea modificării valorii de ieșire a puterii reactive a comutatorilor grupurilor generatoare nesincrone racordate la sistemul de transport;
11. recalcularea capacității interzonale pe o zi și intrazilnice, în conformitate cu Codul rețelelor electrice privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, aprobat de ANRE;
12. redispecerarea utilizatorilor sistemului de transport sau distribuție conectați la sistemul de transport din zona de reglaj a OST, între doi sau mai mulți OST;
13. comercializarea în contrapartidă între două sau mai multe zone de ofertare;
14. activarea procedurilor de gestionare a abaterilor de frecvență;
15. limitarea capacității interzonale alocate deja într-o situație de urgență în cazul în care utilizarea acestei capacități pune în pericol siguranța în funcționare, dacă toți OST de la o anumită linie de interconexiune sunt de acord cu o astfel de ajustare și dacă redispecerarea sau comercializarea în contrapartidă nu este posibilă;
16. dacă este cazul, includerea izolării sub sarcină reglate manual în starea normală sau în starea de alertă.
17. Dacă este necesar și justificat pentru a menține siguranța în funcționare, OST poate pregăti și activa măsuri de remediere suplimentare. OST trebuie să raporteze și să justifice aceste cazuri către ANRE. Rapoartele și justificările relevante vor fi, de asemenea, publicate. Secretariatul Comunităţii Energetice sau Comitetul de Reglementare al Comunităţii Energetice pot solicita ANRE să furnizeze informaţii suplimentare cu privire la activarea măsurilor de remediere suplimentare în cazurile în care acestea afectează un sistem de transport învecinat.

**Secțiunea 6**

**Pregătirea, activarea și coordonarea măsurilor de remediere**

1. OST pregătește și activează măsuri de remediere în conformitate cu criteriile stabilite la punctul 74 pentru a preveni deteriorarea stării sistemului pe baza următoarelor elemente:
   1. monitorizarea și stabilirea stărilor sistemului în conformitate cu Secțiunea 2;
   2. analiza contingențelor în funcționare în timp real în conformitate cu Capitolul V, Secțiunea 2;
   3. analiza contingențelor în planificarea operațională în conformitate cu Partea a Treia Titlul II Secțiunea 1.
2. Atunci când pregătește și activează măsuri de remediere, inclusiv de redispecerizare sau de comercializare în contrapartidă, în conformitate cu Codul rețelelor electrice privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, aprobat de ANRE, sau o procedură din planul OST de apărare a sistemului care afectează alți OST, OST evaluează, în cooperare cu OST vizați, impactul unor astfel de măsuri sau demersuri de remediere în interiorul și în afara zonei sale de reglaj, în conformitate cu punctele 266, 267 subpunctul 2) și punctele 269 și 270 și furnizează OST vizați informații cu privire la acest impact.
3. Atunci când pregătește și activează măsuri de remediere care au un impact asupra URS și OSD-urilor, OST, în cazul în care sistemul său de transport este în starea normală de funcționare sau în starea de alertă, evaluează impactul măsurilor de remediere în cooperare cu URS și OSD-urile afectate și alege măsurile de remediere care contribuie la menținerea stării normale și a funcționării în siguranță a tuturor părților implicate. Fiecare URS și OSD afectați furnizează OST toate informațiile necesare pentru această coordonare.
4. Atunci când pregătește și activează măsuri de remediere, OST, pentru cazurile în care sistemul de transport nu este în stare normală sau de alertă, coordonează, în măsura în care este posibil, aceste măsuri de remediere cu URS-urile și OSD-urile afectați pentru a menține siguranța în funcționare și integritatea sistemului de transport. Atunci când OST activează o măsură de remediere, fiecare URS afectat și OSD trebuie să execute instrucțiunile date de OST.
5. În cazul în care restricțiile au doar consecințe asupra stării locale din zona de reglaj a OST și nerespectarea siguranței în funcționare nu trebuie gestionată în mod coordonat, OST poate decide să nu activeze măsuri de remediere care presupun costuri pentru ameliorarea acestora.

**Secțiunea 7**

**Disponibilitatea mijloacelor, instrumentelor și instalațiilor OST**

1. OST asigură disponibilitatea, fiabilitatea și redundanța următoarelor elemente:
2. instalații pentru monitorizarea stării sistemului de transport, inclusiv aplicații de estimarea stării și instalații pentru reglajul frecvență-putere;
3. mijloace pentru reglare a comutării întreruptoarelor, conjunctoarelor, a schimbătoarelor de ploturi și a altor echipamente utilizate pentru a regla elementele sistemului de transport;
4. mijloace de comunicare cu camerele de comandă ale altor OST și centrelor regionale de coordonare;
5. instrumente de analiză a siguranței în funcționare;
6. instrumente și mijloace de comunicare necesare OST pentru a facilita operațiunile transfrontaliere de piață.
7. În cazul în care instrumentele, mijloacele și instalațiile OST menționate la punctul 82 afectează OSD-urile sau URS-urile implicate în furnizarea serviciilor de echilibrare, serviciilor tehnologice de sistem sau de apărare sau de restaurare sau în furnizarea în timp real de date operaționale, în conformitate cu Titlul II, Capitolul III Secțiunea 2 și Secțiunea 3, Capitolul V Secțiunile 2 și Secțiunea 3 și Capitolul VI Secțiunea 1, OST și acele OSD-uri și URS-uri trebuie să coopereze și să se coordoneze pentru a specifica și a asigura disponibilitatea, fiabilitatea și redundanța acestor instrumente, mijloace și instalații.
8. În termen de 18 luni de la intrarea în vigoare a prezentului Cod, OST adoptă un plan de continuitate a activității care detaliază răspunsurile sale la o pierdere a instrumentelor, mijloacelor și a instalațiilor critice, cuprinzând prevederi pentru întreținerea, înlocuirea și dezvoltarea acestora. OST își reexaminează cel puțin anual planul de continuitate a activității și îl actualizează după caz și, în orice caz, după orice modificare semnificativă a instrumentelor, mijloacelor și instalațiilor critice sau a condițiilor relevante de funcționare a sistemului. OST pune la dispoziția OSD și URS vizați părțile din planul de continuitate a activității care îi afectează pe aceștia din urmă.

**Secțiunea 8**

**Limitele siguranței în funcționare**

1. OST specifică limitele de siguranță în funcționare pentru fiecare element al sistemului său de transport, luând în considerare cel puțin următoarele caracteristici fizice:
2. limitele de tensiune, în conformitate cu Capitolul II, Secțiunea 1;
3. limitele pentru curentul de scurtcircuit, conform capitolului III;
4. limitele actuale în materie de clasificare termică, inclusiv suprasarcinile tranzitorii admisibile.
5. La definirea limitelor siguranței în funcționare, OST ține cont de capacitățile URS de a împiedica deconectarea determinată de domeniile de tensiune și de limitele de frecvență în stările normale și de alertă.
6. În cazul schimbării unuia dintre elementele sistemului de transport, OST validează și, dacă este necesar, actualizează limitele de siguranță în funcționare.
7. Pentru fiecare linie de interconexiune, OST convine cu OST-ul din vecinătate limitele comune de siguranță în funcționare, în conformitate cu punctul 85.

**Secțiunea 9**

**Planul de securitate pentru protecția infrastructurii critice**

1. OST aprobă un plan de securitate confidențial care conține o evaluare a riscurilor pentru activele deținute sau operate de OST, care acoperă principalele scenarii de amenințări fizice sau cibernetice. La elaborarea planului de securitate, OST va coopera cu autoritățile naționale de energie relevante. Planul de securitate conține o listă de infrastructuri critice și măsuri de securitate. La identificarea, selecția și determinarea măsurilor de protecție se disting următoarele:
2. măsuri permanente de securitate care determină investițiile necesare în securitate, se aplică permanent și includ măsuri tehnice (inclusiv instalarea de dispozitive de detectare a accesului, separarea drepturilor de acces, măsuri de protecție și prevenire), organizatorice (inclusiv proceduri de anunțare și management al crizelor); măsuri de inspecție și verificare, schimb de informații, conștientizare și instruire și securitate a sistemelor informaționale;
3. perioada de revizuire a planului de securitate pentru a aborda schimbările scenariilor de amenințare și pentru a reflecta evoluția sistemului de transport.
4. Planul de securitate ia în considerare impacturile potențiale asupra sistemului de transport învecinat interconectat și include măsuri organizatorice și fizice care vizează atenuarea riscurilor identificate.
5. OST revizuiește în mod regulat planul de securitate pentru a aborda schimbările scenariilor de amenințare și pentru a reflecta evoluția sistemului de transport.

**Capitolul II**

**REGLAJUL TENSIUNII ȘI GESTIONAREA PUTERII REACTIVE**

**Secțiunea 1**

**Obligațiile OST în ceea ce privește limitele de tensiune**

1. În sistemul de transport al energiei electrice se utilizează valorile de referință 110 kV, 220kV, 330 kV și 400 kV pentru notarea valorilor pe unitate. În starea normală de funcționare, valorile nivelurilor de tensiune la punctele de conectare ale instalațiilor electrice ale OSD și consumatorilor la sistemul de transport trebuie să rămână în următoarele intervale admisibile:
2. domenii de tensiune la punctul de racordare cu tensiuni nominale 110 kV și 220 kV: 0,90 pu - 1,118 pu;
3. domenii de tensiune la punctul de racordare cu tensiunea nominală 330 kV: 0,90 pu - 1,1 pu;
4. domenii de tensiune la punctul de racordare cu tensiunea nominală 400 kV: 0,90 pu -1,05 pu.
5. Pentru 110 kV, o durată limitată a abaterii tensiunii în afara limitelor de la punctul 92, până la 126 kV este permisă până la 60 de minute. Pentru 330kV, o durată limitată a abaterii tensiunii în afara limitelor de la punctul 92, până la 380 kV este permisă până la 20 de minute. Pentru 400 kV, o durată limitată a abaterii tensiunii în afara limitelor de la punctul 92, până la 440 kV este permisă până la 60 de minute.
6. OST întreprinde măsuri să asigure că, în timpul stării normale de funcționare și după producerea unei contingențe, tensiunea rămâne, în domenii mai largi de tensiune pentru perioade limitate de operare, dacă există un acord cu privire la acele domenii mai largi de tensiune cu OSD, proprietarii instalațiilor de producere a energiei.
7. OST trebuie să convină, cu OSD-urile și cu URS, cu privire la domeniile de tensiune la punctele de racordare sub 110 kV, dacă acele domenii de tensiune sunt relevante pentru menținerea limitelor de siguranță în funcționare. OST întreprinde măsuri să asigure că tensiunea rămâne în interiorul domeniului convenit în timpul stării normale de funcționare și după apariția unor contigențe.

**Secțiunea 2**

**Obligațiile URS cu privire la reglajul tensiunii și la gestionarea puterii reactive**

**în cadrul operării sistemului**

1. La cererea OST, după intrarea în vigoare a prezentului Cod, toți URS care sunt unități generatoare de energie vor informa OST-ul cu privire la capacitățile lor față de cerințele de tensiune stabilite în Codul rețelor electrice privind racordarea la rețelele electrice, declarând capacitățile de tensiune și durata pe care se pot menține fără deconectare.
2. URS care sunt locuri de consum nu se deconectează din cauza unei perturbații în domeniile de tensiune menționate în Secțiunea 1. La cererea OST, după intrarea în vigoare a prezentului Cod, URS care sunt locuri de consum informează OST cu privire la capacitățile lor față de cerințele de tensiune definite în anexa 1 la Codul rețelelor electrice privind racordarea la rețelele electrice, aprobate de ANRE, declarându-și capacitățile de tensiune și durat pe care se pot menține fără deconectare.
3. Fiecare URS care sunt locuri de consum trebuie să mențină valorile de referință ale puterii reactive, intervalele factorilor de putere și valorile de referință ale tensiunii pentru reglajul tensiunii în intervalul convenit cu OST în conformitate cu Secțiunea 1.

**Secțiunea 3**

**Obligațiile OST cu privire la reglajul tensiunii și la gestionarea puterii reactive**

**în cadrul operării sistemului**

1. Dacă tensiunea la punctul de racordare la sistemul de transport se află în afara intervalelor definite în anexa 1, OST aplică reglajul tensiunii și măsurile de remediere pentru gestionarea puterii reactive în conformitate cu punctul 75 subpunctul 3), pentru a restabili tensiunea la punctul de racordare din intervalul specificat în anexa 1 și în intervalul de timp prevăzut la punctul 57 și punctele 203-207 din Codul rețelelor electrice privind racordarea la rețelele electrice, aprobate de ANRE.
2. OST cînd face analiza siguranței în funcționare, ține cont de valorile tensiunii la care se pot deconecta URS care nu sunt supuse cerințelor Codul rețelelor electrice privind racordarea le rețelele electrice.
3. OST asigură rezerve de putere reactivă, cu volum și răspuns în timp adecvate, pentru a menține tensiunile în zona sa de reglaj și pe liniile de interconexiune în limitele stabilite în capitolul I secțiunea 1.
4. OST specifică împreună cu OST vecini regimul adecvat de control al tensiunii pentru a se asigura că sunt respectate limitele comune de siguranță în funcționare stabilite în conformitate cu punctul 27.
5. OST stabilește cu fiecare OSD valorile de referință ale puterii reactive, intervalele factorilor de putere și valorile de referință de tensiune pentru reglajul tensiunii la punctul de racordare dintre OST și OSD în conformitate cu punctele 217-220 din Codul rețelelor electrice privind racordarea la rețelele electrice. Pentru a se asigura că acești parametri sunt menținuți, fiecare OSD își utilizează resursele de putere reactivă și are dreptul de a da dispoziții privind reglajul tensiunii către URS conectate la sistemul de distribuție.
6. OST are dreptul să utilizeze toate capabilitățile de putere reactivă disponibile în zona sa de reglaj pentru a gestiona în mod eficace puterea reactivă și pentru a menține domeniile de tensiune stabilite în anexa 1.
7. OST operează, în mod direct sau indirect, în coordonare cu OSD, acolo unde este cazul, resursele de putere reactivă din zona sa de reglaj, inclusiv blocarea reglajului automat al tensiunii/puterii reactive ale transformatoarelor, reducerea tensiunii și deconectarea consumului pe criteriul scăderii tensiunii, pentru a menține limitele siguranței în funcționare și pentru a preveni o prăbușire a tensiunii sistemului de transport.
8. OST stabilește măsurile de reglaj al tensiunii în cooperare cu URS și OSD și cu OST învecinați.
9. Atunci când este relevant pentru reglajul tensiunii și pentru gestionarea puterii reactive în sistemul de transport, OST poate solicita, în coordonare cu un OSD, unui URS racordat la sistemul distribuție să urmeze dispozițiile privind reglajul tensiunii.

**Capitolul III**

**GESTIONAREA CURENTULUI DE SCURTCIRCUIT**

1. OST stabilește:
2. curentul de scurtcircuit maxim la care este depășită capacitatea nominală a întrerupătoarelor și a altor echipamente;
3. curentul de scurtcircuit minim pentru funcționarea corectă a echipamentelor de protecție.
4. OST efectuează calculul curentului de scurtcircuit pentru a evalua impactul OST și URS învecinați și al sistemelor de distribuție, inclusiv sistemelor de distribuție închise, asupra nivelurilor curentului de scurtcircuit în sistemul de transport. În cazul în care un sistem de distribuție care include un sistem de distribuție închis are un impact asupra nivelurilor curentului de scurtcircuit, acesta trebuie inclus în calculul curentului de scurtcircuit pentru sistemul de transport.
5. La efectuarea calculelor curentului de scurtcircuit, OST trebuie:
6. să utilizeze datele cele mai exacte și de înaltă calitate disponibile;
7. să țină cont de standardele internaționale;
8. să ia în considerare ca bază a calculului curentului maxim de scurtcircuit condițiile operaționale, care oferă cel mai înalt nivel posibil de curent de scurtcircuit, inclusiv curentul de scurtcircuit de la alte sisteme de transport și sisteme de distribuție, inclusiv din sisteme de distribuție închise.
9. OST aplică măsuri operaționale sau de altă natură pentru a preveni abaterile de la limitele maxime și minime ale curentului de scurtcircuit menționate în capitolul III, în orice interval de timp și pentru toate echipamentele de protecție. În cazul în care se produce o astfel de abatere, OST activează măsuri de remediere sau aplică alte măsuri pentru a asigura restabilirea limitelor menționate în capitolul III. O abatere de la aceste limite este permisă numai în timpul secvențelor de comutare.

**Capitolul IV**

**GESTIONAREA FLUXULUI DE PUTERE**

1. OST stabilește încărcarea permanentă admisibilă și suprasarcina tranzitorie pentru fiecare element al sistemului de transport al zonei sale de reglaj. Pentru elementele care nu sunt gestionate nemijlocit de OST, valorile permanent admisibele și a suprasarcinilor tranzitorii vor fi prezentate OST de către OSD și de alte entități care gestionează elemente din zona de reglaj a OST.
2. OST menține fluxurile de putere în limitele de siguranță în funcționare definite atunci când sistemul este în starea sa normală de funcționare și după producerea unei contingențe din lista de contingențe menționată la punctul 115.
3. În situația cu (N-1) elemente în funcțiune, în starea normală de funcționare, OST își menține fluxurile de putere în limitele suprasarcinilor tranzitorii admisibile menționate la punctul 85 subpunctul 3), având pregătite măsuri de remediere care să fie aplicate și executate în intervalul de timp prevăzut pentru suprasarcinile tranzitorii admisibile.

**Capitolul V**

**ANALIZA ȘI GESTIONAREA CONTINGENȚELOR**

**Secțiunea 1**

**Lista de contingențe**

1. OST stabilește o listă de contingențe, care să include contingențe interne și externe din zona sa de observabilitate, evaluând dacă vreuna dintre aceste contingențe pune în pericol siguranța în funcționare a zonei de reglaj a OST. Lista de contingențe trebuie să includă atât contingențele obișnuite, cât și contingențele excepționale identificate prin aplicarea metodologiei elaborate în conformitate cu Partea a Treia Titlul II Secțiunea 4.
2. Pentru a stabili o listă de contingențe, OST clasifică fiecare contingență drept obișnuită, excepțională sau extraordinară, luând în considerare probabilitatea apariției și următoarele principii:
3. fiecare OST clasifică contingențele pentru propria sa zonă de reglaj;
4. atunci când condițiile operaționale sau meteorologice sporesc semnificativ probabilitatea unei contingențe excepționale, OST trebuie să includă respectiva situație în propria listă a situațiilor de urgență;
5. pentru a ține seama de contingențele excepționale cu impact ridicat asupra propriului sistem de transport sau asupra celor învecinate, OST trebuie să includă respectiva situație în propria listă a situațiilor de urgență.
6. Fiecare OSD și URS care este o instalație de producere a energiei electrice trebuie să furnizeze toate informațiile relevante pentru analiza contingențelor, așa cum este solicitată de OST, inclusiv date despre prognoze și date în timp real, cu o posibilă agregare a datelor în conformitate cu punctul 181.
7. OST își coordonează analiza contingențelor în ceea ce privește coerența listei de contingente cel puțin cu OST-urile din zona sa de observabilitate, în conformitate cu Partea a Treia Titlul II Secțiunea 4.
8. OST informează OST-urile din zona sa de observabilitate cu privire la contingențele externe incluse în propria listă de contingențe.
9. OST informează, cu suficient timp înainte, OST în cauză din zona sa de observabilitate cu privire la intenția de efectuare a unor modificări topologice asupra elementelor sistemului său de transport, care sunt incluse ca contingențe externe în listele de contingențe ale OST-urilor vizați.
10. OST se asigură că datele în timp real sunt suficient de precise pentru a permite convergența calculelor care se fac în cadrul analizei contingențelor.

**Secțiunea 2**

**Analiza contingențelor**

1. OST efectuează analiza contingențelor în zona sa de observabilitate pentru a identifica contingențele care periclitează sau sunt de natură să pericliteze siguranța în funcționare a zonei sale de reglaj și identifică măsurile de remediere care pot fi necesare pentru a soluționa contingențele, inclusiv atenuarea efectelor contingențelor excepționale.
2. OST se asigură că eventualele încălcări ale limitelor de siguranță în funcționare din zona sa de reglaj care sunt identificate prin analiza contingențelor nu periclitează siguranța în funcționare a sistemului său de transport sau a sistemelor de transport interconectate.
3. OST efectuează analiza contingențelor pe baza prognozelor datelor operaționale și a datelor operaționale în timp real din zona sa de observabilitate. Punctul de plecare pentru analiza contingențelor în situația N elemente în funcțiune este topologia relevantă a sistemului de transport, care include retragerile din exploatare planificate în etapele de planificare operațională.

**Secțiunea 3**

**Tratarea contingențelor**

1. OST evaluează riscurile asociate fiecărei contingențe după ce face simularea fiecărei contingențe din lista de contingente și după ce evaluează dacă își poate menține sistemul de transport în limitele de siguranță în funcționare în situația (N-1) elemente în funcțiune.
2. Atunci când OST estimează că riscurile asociate unei contingențe sunt atât de semnificative încât nu ar fi în măsură să pregătească și să activeze măsuri de remediere în timp util pentru a preveni nerespectarea criteriului (N-1) sau în cazul în care există un risc de propagare a unei perturbații în sistemul de transport interconectat, OST pregătește și activează, cât mai curând posibil, măsuri de remediere pentru a asigura conformitatea cu criteriul (N-1).
3. În cazul unei situații (N-1) elemente în funcțiune cauzate de o perturbație, OST activează o măsură de remediere pentru a se asigura că sistemul de transport revine la o stare normală de funcționare cât mai curând posibil și că această situație cu (N-1) elemente în funcțiune devine noua situație cu N elemente în funcțiune.
4. OST nu este obligat să respecte criteriul (N-1) în următoarele situații:
5. în timpul secvențelor de comutare;
6. pe durata necesară pregătirii și activării măsurilor de remediere.

**Capitolul VI**

**PROTECȚIE**

**Secțiunea 1**

**Cerințe generale de protecție**

1. OST operează sistemul de transport cu echipamentele de protecție și cu echipamentele de protecție de rezervă necesare pentru a preveni automat propagarea perturbațiilor care ar putea periclita siguranța în funcționare a propriului sistem de transport și a sistemului de transport interconectat.
2. OST reexaminează strategia și conceptele de protecție și le actualizează, dacă este necesar, pentru a asigura funcționarea corectă a echipamentelor de protecție și menținerea siguranței în funcționare, cel puțin o dată la 5 ani.
3. După o operațiune de protecție care a avut impact în afara zonei de reglaj a OST, care include liniile de interconexiune, respectivul OST evaluează dacă echipamentele de protecție din zona sa de reglaj au funcționat conform planificării și ia măsuri de remediere, dacă este necesar.
4. OST specifică valori de referință pentru echipamentele de protecție ale sistemului său de transport, care asigură eliminarea fiabilă, rapidă și selectivă a defecțiunilor, inclusiv protecția de rezervă în caz de defecțiune a sistemului de protecție principal.
5. Înainte de intrarea în funcțiune a echipamentului de protecție sau a echipamentului de protecție de rezervă sau în urma oricăror modificări, OST stabilește, de comun acord cu OST învecinați, definirea valorilor de referință de protecție pentru liniile de interconexiune și se coordonează cu OST respectivi înainte de a schimba valorile.
6. În cazul în care OST utilizează o schemă de protecție specială (sistem de automatizare de urgență), acesta trebuie:
7. să se asigure că fiecare schemă de protecție specială acționează în mod selectiv, fiabil și eficace;
8. să evalueze, la momentul elaborării unei scheme de protecție specială, consecințele asupra sistemului de transport în caz de funcționare incorectă, ținând cont de impactul asupra OST vizați;
9. să verifice dacă schema de protecție specială are o fiabilitate comparabilă pentru sistemele de protecție utilizate la protecția primară a elementelor sistemului de transport;
10. să opereze sistemul de transport cu schema de protecție specială în limitele de siguranță în funcționare stabilite în conformitate cu Capitolul I Secțiunea 8;
11. să coordoneze funcțiile schemei de protecție specială, principiile de activare și valorile de referință cu OST învecinați și cu OSD afectați, inclusiv sistemele de distribuție închise și URS afectați.

**Secțiunea 2**

**Monitorizarea și evaluarea stabilității dinamice**

1. OST monitorizează stabilitatea dinamică a sistemului de transport prin intermediul unor studii realizate offline, în conformitate cu punctul 140. OST-urile fac schimb de date relevante pentru monitorizarea stabilității dinamice a sistemului de transport cu ceilalți OST din zona sa sincronă.
2. OST efectuează un studiu de evaluare a stabilității dinamice cel puțin o dată pe an pentru a identifica limitele de stabilitate și posibilele probleme de stabilitate în sistemul său de transport. Toți OST dinzonă sincronă coordonează evaluările stabilității dinamice, care acoperă total sau parțial zonă sincronă.
3. Atunci când efectuează evaluări coordonate ale stabilității dinamice, OST-urile în cauză stabilesc:
4. sfera evaluării coordonate a stabilității dinamice, cel puțin în ceea ce privește modelul comun de rețea;
5. setul de date care trebuie schimbate între OST-urile în cauză pentru a realiza evaluarea coordonării stabilității dinamice;
6. o listă a scenariilor stabilite de comun acord cu privire la evaluarea coordonată a stabilității dinamice;
7. o listă contingențe stabilite de comun acord sau a perturbațiilor al căror impact se evaluează prin evaluarea coordonată a stabilității dinamice.
8. În cazul unor probleme de stabilitate din cauza oscilațiilor interzonale prost amortizate care afectează mai mulți OST dinzona sincronă, fiecare OST participă la o evaluare coordonată a stabilității dinamice la nivelul zonei sincrone cât mai curând posibil și furnizează datele necesare pentru această evaluare. Aceste evaluări sunt inițiate și efectuate de către OST vizați sau de către rețeaua ENTSO-E.
9. Atunci când OST identifică o potențială influență asupra stabilității tensiunii, a stabilității de unghi rotoric sau a stabilității frecvenței în relație cu alte sisteme de transport interconectate, OST trebuie să coordoneze metodele utilizate în evaluarea stabilității dinamice, furnizând datele necesare, planificând măsurile de remediere comune care vizează îmbunătățirea stabilității, inclusiv procedurile de cooperare între OST-uri.
10. Atunci când decide cu privire la metodele utilizate pentru evaluarea stabilității dinamice, OST aplică următoarele reguli:
11. în cazul în care, în ceea ce privește lista de contingențe, limitele de regim staționar sunt atinse înainte de limitele de stabilitate, OST își va baza evaluarea stabilității dinamice numai pe studiile de stabilitate offline efectuate în faza de planificare operațională pe termen mai lung;
12. dacă, în condiții de retragere din exploatare planificată, cu privire la lista de contingențe, limitele de regim staționar și limitele de stabilitate sunt apropiate sau limitele de regim staționar sunt atinse înainte de limitele de stabilitate, OST efectuează o evaluare a stabilității dinamice în etapa de planificare operațională pe o zi, cu menținerea acestor condiții. OST planifică măsuri de remediere care să fie utilizate în decursul operării în timp real, dacă este necesar;
13. dacă sistemul de transport este în situația cu N elemente în funcțiune cu privire la lista de contingențe și limitele de regim staționar sunt atinse înainte de limitele de stabilitate, OST trebuie să efectueze o evaluare a stabilității dinamice în toate etapele planificării operaționale și să reevalueze limitele de stabilitate cât mai curând posibil după depistarea unei schimbări semnificative în ceea ce privește situația cu N elemente în funcțiune.

**Secțiunea 3**

**Gestionarea stabilității dinamice**

1. În cazul în care evaluarea stabilității dinamice indică faptul că există o nerespectare a limitelor de stabilitate, OST cu alți OST în ale căror zone de reglaj a apărut această nerespectare concep, pregătesc și activează măsuri de remediere pentru a menține stabilitatea sistemului de transport. Aceste măsuri de remediere pot presupune implicarea URS.
2. OST se asigură că timpul de eliminare a defectului, în cazul defectelor care pot duce la starea de instabilitate de zonă extinsă a sistemului de transport, este mai scurt decât timpul critic de eliminare a defectului calculat de OST în evaluarea stabilității dinamice efectuată în conformitate cu Secțiunea 2.
3. În ceea ce privește cerințele referitoare la nivelul minim de inerție care sunt relevante pentru stabilitatea de frecvență la nivelul zonei sincrone, OST:
4. participă la studiul comun pentru zona sincronă pentru a identifica dacă trebuie stabilite cerințe minime de inerție;
5. sesizează ANRE cu privire la studiul de la subpunctul 1);
6. în cazul în care studiul menționat la subpunctul 1) demonstrează necesitatea de a se defini inerția minimă necesară, OST cu alți OST din zona sincronă elaborează în comun o metodologie pentru definirea inerției minime necesare în vederea menținerii siguranței în funcționare și prevenirii nerespectării limitelor de stabilitate;
7. implementează în operarea în timp real inerția minimă în propria zonă de reglaj, conform metodologiei definite și rezultatelor obținute conform subpunctului 3).

**TITLUL II**

**SCHIMBUL DE DATE**

**Capitolul I**

**CERINȚE GENERALE PRIVIND SCHIMBUL DE DATE**

**Secțiunea 1**

**Organizare, roluri, responsabilități și calitatea schimbului de date**

1. Schimbul și furnizarea de date și informații în temeiul prezentului titlu reflectă, în măsura posibilului, situația reală și situația prognozată a sistemului de transport.
2. OST este responsabil de furnizarea și utilizarea datelor și informațiilor de înaltă calitate.
3. OST colectează următoarele informații cu privire la zona sa de observabilitate și schimbă aceste date cu alți OST în măsura în care acest lucru este necesar pentru efectuarea analizei siguranței în funcționare, în conformitate cu Partea a Treia Titlul II Secțiunea 1:
4. producție;
5. consum;
6. programe;
7. poziții de echilibrare;
8. retrageri planificate din exploatare și topologiile stațiilor de transformare;
9. prognoze.
10. OST reprezintă informațiile prevăzute la punctul 146 ca injecții și retrageri la fiecare nod al modelului individual de rețea al OST menționat în Partea a Treia Titlul I Secțiunea 1.
11. În coordonare cu OSD și URS, OST determină aplicabilitatea și sfera schimbului de date, pe baza următoarelor categorii:
12. date structurale, în conformitate cu Capitolul V, Secțiunea 1;
13. date referitoare la programare și prognoze, în conformitate cu Capitolul V, Secțiunea 2;
14. date în timp real, în conformitate cu Capitolul III Secțiunea 2, Capitolul IV Secțiunea 3 și Capitolul V Secțiunea 2;
15. dispoziții, în conformitate cu Capitolul V Secțiunea 3 și Capitolul VI Secțiunea 1 și Secțiunea 2.
16. În termen de 6 luni de la intrarea în vigoare a prezentului Cod, OST va aplica cerințele organizatorice, rolurile și responsabilitățile în ceea ce privește schimbul de date.
17. În termen de 18 luni de la intrarea în vigoare a prezentului Cod, OST stabilește de comun acord cu OSD relevanți procese eficace, eficiente și proporționale pentru furnizarea și gestionarea schimburilor de date între aceștia, inclusiv, în cazul în care este necesar pentru operarea eficientă a rețelei, furnizarea de date referitoare la sistemele de distribuție și URS. OST convine cu OSD relevanți formatul schimbului de date.
18. URS trebuie să aibă acces la datele legate de instalațiile de rețea puse în funcțiune la respectivul punctul de racordare.
19. OST stabilește de comun acord cu OSD sfera informațiilor suplimentare pe care trebuie să le schimbe între ei în ceea ce privește instalațiile de rețea puse în funcțiune.
20. OSD cu un punct de conectare la sistemul de transport au dreptul să obțină informații structurale, programate și în timp real relevante de la OST și să culeagă informațiile structurale, programate și în timp real relevante de la OSD învecinați. OSD învecinați determină, în mod coordonat, sfera informațiilor care pot fi schimbate.

**Capitolul II**

**SCHIMBUL DE DATE ÎNTRE OST**

**Secțiunea 1**

**Schimbul de date structurale și prognoze**

1. OST face schimb de informații structurale cu OST învecinați legate de zona de observabilitate, care includ cel puțin:
2. topologia obișnuită a stațiilor de transformare și alte date relevante, pe nivel de tensiune;
3. date tehnice privind liniile de transport;
4. date tehnice privind transformatoarele care conectează OSD, URS care sunt locuri de consum și transformatoarele-bloc ale generatoarelor URS care sunt instalații de producere a energiei electrice;
5. valorile maxime și minime ale puterii active și reactive ale URS care sunt unități generatoare;
6. date tehnice privind transformatoarele schimbătoare de fază;
7. date tehnice privind sistemele HVDC;
8. date tehnice privind bobinele de reactanță, condensatorii și compensatoarele statice de putere reactivă (VAR);
9. limitele de siguranță în funcționare definite de fiecare OST în conformitate cu Titlul I, Capitolul I, Secțiunea 8.
10. Pentru a coordona protecția sistemelor lor de transport, OST comunică reciproc cu OST învecinați, valorile de referință ale protecției liniilor pentru care există contingențe incluse ca contingențe externe în listele lor de contingențe.
11. Pentru a-și coordona analiza de siguranței în funcționare și pentru a stabili modelul comun de rețea în conformitate cu Partea a Treia Titlul I Secțiunea 4 până la Secțiunea 7, OST schimbă, cel puțin cu toți ceilalți OST din zona sincronă, cel puțin următoarele date:
12. topologia sistemelor de transport cu tensiune de cel puțin 220 kV și mai mare din zona sa de reglaj;
13. un model sau un echivalent al sistemului de transport cu tensiune mai mică de 220 kV, cu impact semnificativ asupra propriului sistem de transport;
14. limitele termice ale elementelor sistemului de transport;
15. o cantitate agregată prognozată realistă a energie de injectare și retrase, pe sursă de energie primară, la fiecare nod al sistemului de transport, pentru diferite intervale de timp.
16. Pentru a coordona și pentru a efectua evaluările stabilității dinamice în conformitate cu punctele 136 și 138, OST schimbă, cu ceilalți OST din zona sincronă sau din partea sa relevantă următoarele date:
17. date privind URS care sunt unități generatoare, inclusiv următoarele elemente, dar fără a se limita la:
18. parametrii electrici ai generatorului, adecvați pentru evaluarea stabilității dinamice, inclusiv inerția totală;
19. modelele de protectie;
20. generatorul și agregatul primar;
21. descrierea transformatorului ridicător;
22. valoarea minimă și maximă a puterii reactive;
23. modelele de reglaj al vitezei și modelele de tensiune;
24. modelele de agregat primar și modele de sistem de excitație potrivite pentru perturbațiile importante;
25. datele privind tipul de reglaj și intervalul de reglaj de tensiune în ceea ce privește comutatorul de ploturi, inclusiv descrierea comutatoarelor de ploturi în sarcină existente, precum și datele privind tipul de reglaj și intervalul de reglaj de tensiune în ceea ce privește transformatoarele ridicătoare și de rețea;
26. datele privind sistemele HVDC și dispozitivele FACTS referitoare la modelele dinamice ale sistemului sau ale dispozitivului și reglajul aferent în condiții de perturbație importantă.

**Secțiunea 2**

**Schimbul de date în timp real**

1. În conformitate cu Titlul I Capitolul I Secțiunea 1 și Secțiunea 2, OST schimbă cu ceilalți OST din zona sincronă următoarele date privind starea sistemului său de transport, utilizând instrumentul informatic pentru schimbul de date în timp real la nivel paneuropean, după cum prevede ENTSO-E:
   1. frecvența;
   2. abaterea de reglaj la restabilirea frecvenței;
   3. transferurile măsurate de putere activă între zonele RFP;
   4. informațiile referitoare la agregarea generării;
   5. starea sistemului în conformitate cu Titlul I Capitolul I Secțiunea 1;
   6. valoarea de referință al regulatorului de frecvență-putere;
   7. transferul de putere prin intermediul liniilor de interconexiune virtuale.
2. OST schimbă cu ceilalți OST din zona sa de observabilitate următoarele date cu privire la sistemul de transport, prin intermediul schimburilor de date în timp real între sistemele de control de supraveghere și achiziție de date (SCADA) ale OST și sistemele de gestionare a energiei (EMS):
3. topologia reală a stației de transformare;
4. puterea activă și reactivă în celula de linie, inclusiv transportul, distribuția și liniile dintre URS;
5. puterea activă și reactivă în celula de transformator, inclusiv transportul, distribuția și și transformatoarele dintre URS;
6. puterea activă și reactivă în celula instalației de producere a energiei electrice;
7. pozițiile de reglaj ale transformatoarelor, inclusiv ale transformatoarelor schimbătoare de fază;
8. tensiunea măsurată sau estimată a barei colectoare;
9. putere reactivă în celula bobinei de reactanță și condensatorului sau din compensatorul static de putere reactivă;
10. restricții privind capacitățile de producție de putere activă și reactivă cu privire la zona de observabilitate.
11. OST are dreptul de a solicita tuturor OST din zona sa de observabilitate să furnizeze instantanee în timp real ale datelor referitoare la starea estimată din zona de reglaj a respectivului OST, dacă acest lucru este relevant pentru siguranța în funcționare a sistemului de transport al OST solicitant.

**Capitolul III**

**SCHIMBUL DE DATE ÎNTRE OST ȘI OSD ÎN INTERIORUL ZONEI DE REGLAJ AL OST**

**Secțiunea 1**

**Schimbul de date structurale**

1. OST stabilește zona de observabilitate din sistemele de distribuție racordate la sistemul de transport necesară pentru ca OST să stabilească starea sistemului în mod corect și eficient, în conformitate cu Partea a Treia Titlul II Secțiunea 4.
2. În cazul în care OST consideră că un sistem de distribuție neracordat la sistemul de transport are o influență semnificativă în ceea ce privește tensiunea, fluxurile de putere sau alți parametri de reprezentare a comportamentului sistemului de transport, acest sistem de distribuție este definit de OST ca făcând parte din zona de observabilitate în conformitate cu Partea a Treia Titlul II Secțiunea 4.
3. Informațiile structurale legate de zona de observabilitate menționată la punctele 161 și 162 din prezenta Secțiune, pe care fiecare OSD lefurnizează OST includ cel puțin:
4. stații de transformare, pe tensiune;
5. liniile care conectează stațiile de transformare, menționate la subpunctul 1);
6. transformatoarele din stațiile de transformare, prevăzute la subpunctul 1);
7. URS;
8. bobinele de reactanță și condensatorii conectați la stațiile de transformare menționate la subpunctul 1).
9. Fiecare OSD furnizează OST o actualizare a informațiilor structurale în conformitate cu punctul 163 din prezenta Secțiune cel puțin o dată la șase luni.
10. Fiecare OSD trebuie să prezinte lunar OST, pe surse de energie primară, capacitatea totală de producție agregată a unităților generatoare de tip A (inclusiv instalate la locurile de consum), care fac obiectul cerințelor Codului rețelelor electrice privind racordarea la rețelele electrice, precum și cele mai bune estimări posibile ale capacității de producție ale unităților generatoare de tip A (inclusiv instalate la locurile de consum), care nu fac obiectul cerințelor Codului rețelelor electrice privind racordarea la rețelele electrice, conectate la sistemul său de distribuție, precum și informațiile conexe privind comportamentul acestor unități în ceea ce privește frecvența.

**Secțiunea 2**

**Schimbul de date în timp real**

1. Dacă OST nu prevede altfel, fiecare OSD furnizează OST, în timp real, informațiile referitoare la zona de observabilitate a OST, menționate la punctele 161 și 162, inclusiv:
2. topologia reală a stației de transformare;
3. puterea activă și reactivă în celula de linie;
4. puterea activă și reactivă în celula de transformare;
5. injecția de putere activă și reactivă în celula instalației de producere a energiei electrice;
6. pozițiile ploturilor din transformatoarele conectate la sistemul de transport;
7. tensiunile în bara colectoare;
8. puterea reactivă în celula bobinei de reactanță și a condensatorului;
9. cele mai bune date disponibile pentru producția agregată pe sursă de energie primară în zona OSD, inclusvi producția nemijlocită din surse instalate la locurile de consum;
10. cele mai bune date disponibile pentru consumul agregat în zona OSD.

**Capitolul IV**

**SCHIMBUL DE DATE ÎNTRE OST, PROPRIETARTARII DE LINII**

**DE INTERCONEXIUNE SAU ALTE LINII ȘI UNITĂȚILE GENERATOARE CONECTATE LA SISTEMUL DE TRANSPORT**

**Secțiunea 1**

**Schimbul de date structurale**

1. Fiecare URS care este proprietarul unei instalații de producere a energiei electrice la o unitate generatoare de tip D racordată la sistemul de transport furnizează OST cel puțin următoarele date:
2. datele generale privind unitatea generatoare, inclusiv puterea instalată și sursa de energie primară;
3. date privind turbinele și instalația de producere a energiei, inclusiv timpul de pornire la cald și la rece;
4. date pentru calculul curentului de scurtcircuit;
5. date privind transformatorul instalației de producere a energiei electrice;
6. datele RSF ale unităților generatoare care oferă sau furnizează acest serviciu, în conformitate cu Partea a Patra Titlul V Secțiunea 2;
7. datele RRF ale unităților generatoare care oferă sau furnizează acest serviciu, în conformitate cu Partea a Patra Titlul VI Secțiunea 2;
8. datele RI ale unităților generatoare care oferă sau furnizează acest serviciu, în conformitate cu Partea a Patra Titlul VI Secțiunea 5;
9. datele necesare pentru restaurarea sistemului de transport;
10. datele și modelele necesare pentru efectuarea simulării dinamice;
11. date privind protecția;
12. datele necesare pentru stabilirea costurilor măsurilor de remediere, în conformitate cu punctul 269 subpunctul 2);
13. capacitatea puterii reactive pentru reglarea tensiunii.
14. Fiecare URS care este proprietarul unei instalații de producere a energiei electrice la o unitate generatoare de tip B sau de tip C racordată la sistemul de transport furnizează OST cel puțin următoarele date:
15. datele generale privind unitatea generatoare, inclusiv puterea instalată și sursa de energie primară;
16. date pentru calculul curentului de scurtcircuit;
17. date RSF în conformitate cu definiția și cerințele Părții a patra Titlul VII Capitolul II Secțiunea 3 pentru unitățile generatoare care oferă sau furnizează acest serviciu;
18. datele RRF ale unităților generatoare care oferă sau furnizează acest serviciu;
19. datele RI ale unităților generatoare care oferă sau furnizează acest serviciu;
20. date privind protecția;
21. capacitatea de reglaj al puterii reactive;
22. datele necesare pentru stabilirea costurilor măsurilor de remediere, în conformitate cu punctul 269 subpunctul 2);
23. datele necesare pentru efectuarea evaluării stabilității dinamice conform Titlul I Capitolul VI Secțiunea 2.
24. OST poate solicita proprietarului instalației de producere a energiei electrice de la o unitate generatoare racordată la sistemul de transport să furnizeze date suplimentare, dacă este cazul, pentru analiza siguranței în funcționare, în conformitate cu Titlul II din Partea a Treia.
25. Fiecare proprietar de sistem HVDC sau de linie de interconexiune furnizează OST următoarele date privind sistemul HVDC sau linia de interconexiune:
26. datele nominale ale instalației;
27. datele privind transformatoarele;
28. date despre filtrele și băncile de filtre;
29. date privind compensarea puterii reactive;
30. capacitatea de reglaj al puterii active;
31. puterea reactivă și capacitatea de reglaj al tensiunii;
32. întâietatea modului de funcționare putere activă sau putere reactivă, dacă este cazul;
33. capacitatea de răspuns la abaterile de frecvență;
34. modelele dinamice pentru simularea dinamică;
35. date privind protecția;
36. capacitatea de trecere peste defect.
37. Fiecare proprietar de linie de interconexiune în curent alternativ furnizează OST cel puțin următoarele date:
38. datele nominale ale instalației;
39. parametrii electrici;
40. protecțiile asociate.

**Secțiunea 2**

**Schimbul de date programat**

1. Fiecare URS care este proprietarul unei instalații de producere a energiei electrice la o unitate generatoare de tip B, C sau D racordat la sistemul de transport furnizează OST cel puțin următoarele date:
2. cantitatea de putere activă generată, precum și cantitatea și disponibilitatea rezervelor de putere activă, pe baza planificării pe o zi și intrazilnice;
3. fără întârziere, orice indisponibilitate programată sau limitare a puterii active;
4. orice restricție prognozată a capacității de reglaj al puterii reactive;
5. prin derogare de la subpunctele 1) și 2), în regiunile cu sistem central de dispecerizare, datele solicitate de OST pentru pregătirea programării sale în ceea ce privește producția de putere activă.
6. Fiecare operator de sistem HVDC furnizează OST cel puțin următoarele date:
7. programarea în ceea ce privește puterea activă și disponibilitatea acesteia, pe baza planificării pe o zi și intrazilnice;
8. fără întârziere, orice indisponibilitate programată sau restricție a puterii active;
9. orice restricție prognozată a capacității de reglaj al puterii reactive sau tensiunii.
10. Fiecare operator de linie de interconexiune în curent alternativ sau operator de linie furnizează OST datele de indisponibilitatea prevăzută sau restricțiile de putere activă.

**Secțiunea 3**

**Schimbul de date în timp real**

1. Dacă OST nu prevede altfel, fiecare utilizator de rețea semnificativ care este proprietarul unei instalații de producere a energiei electrice la o unitate generatoare de tip B, C sau D furnizează OST, în timp real, cel puțin următoarele date:
2. poziţia întrerupătoarelor la punctul de racordare sau la un alt punct de interacţiune convenit cu OST;
3. puterea activă și reactivă la punctul de racordare sau la un alt punct de interacțiune convenit cu OST;
4. în cazul instalaţiei de producere a energiei electrice cu alt consum decât cel auxiliar, puterea activă şi reactivă netă.
5. Dacă OST nu prevede altfel, fiecare proprietar al unui sistem HVDC sau al unei linii de interconexiune în curent alternativ trebuie să pună la dispoziția OST, în timp real, cel puțin următoarele date privind punctul de racordare al sistemului HVDC sau al liniei de interconexiune în curent alternativ:
6. pozitia întrerupătoarelor;
7. starea de funcționare;
8. putere activă și reactivă.

**Capitolul V**

**SCHIMBUL DE DATE ÎNTRE OST, OSD ȘI**

**UNITĂȚILE DE PRODUCȚIE RACORDATE LA SISTEMUL DE DISTRIBUȚIE**

**Secțiunea 1**

**Schimbul de date structurale**

1. Dacă OST nu prevede altfel, fiecare proprietar de instalație de producere a energiei electrice al unei unități generatoare care este URS, în conformitate cu punctul 2 subpunctul 1) și prin agregarea URS în conformitate cu punctul 2 subpunctul 5) racordat la sistemul de distribuție trebuie să furnizeze cel puțin următoarele date către OST și către OSD la care are punct de racordare:
2. datele generale privind unitatea generatoare, inclusiv puterea instalată și sursa de energie primară sau tipul de combustibil;
3. date RSF în conformitate cu definiția și cerințele din Partea a Patra Titlul VII Capitolul II Secțiunea 3 pentru instalațiile de producere a energiei electrice care oferă sau furnizează serviciul RSF;
4. date privind RRF pentru instalațiile de producere a energiei care oferă sau furnizează serviciul RRF;
5. datele RI ale unităților generatoare care oferă sau furnizează serviciul RI;
6. date privind protecția;
7. capacitatea de reglaj al puterii reactive;
8. capacitatea de acces de la distanță la întrerupător;
9. datele necesare pentru efectuarea simulărilor dinamice conform, prevederilor Codul rețelor electrice privind racordarea la rețelele electrice, aprobat de ANRE;
10. nivelul de tensiune și amplasarea fiecărei unități generatoare.
11. Fiecare proprietar de instalație de producere a energiei electrice al unei unități generatoare care este URS informează OST și OSD la care are punct de racordare, în termenul convenit, dar nu mai târziu de prima punere în funcțiune sau de efectuarea oricăror modificări a instalației existente, despre orice modificare a sferei și a conținutului datelor enumerate la punctul 177.

**Secțiunea 2**

**Schimbul de date programat și în timp real**

1. Dacă OST nu prevede altfel, fiecare proprietar de instalație de producere a energiei electrice al unei unități generatoare care este URS, în conformitate cu punctul 2 subpunctul 1) și punctul 2 subpunctul 5) racordat la sistemul de distribuție trebuie să furnizeze OST și OSD la care are punct de racordare, cu cel puțin următoarele date:
2. indisponibilitatea prevăzută, restricționarea programată a puterii active și producția prognozată de putere activă la punctul de racordare;
3. orice restricție prognozată a capacității de reglaj al puterii reactive;
4. prin derogare de la subpunctele 1) și 2), datele solicitate de OST pentru pregătire programării sale în ceea ce privește producția de putere activă.
5. Dacă OST nu prevede altfel, fiecare proprietar de instalație de producere a energiei electrice al unei unități generatoare care este URS, în conformitate cu punctul 2 subpunctul 1) și punctul 2 subpunctul 5) racordat la sistemul de distribuție trebuie să furnizeze OST și OSD la care are punct de racordare, în timp real, cel puțin următoarele date:
6. starea dispozitivelor de comutare și a întrerupătoarelor la punctul de racordare;
7. fluxurile de putere activă și reactivă, curentul și tensiunea la punctul de racordare.
8. OST definește, în cooperare cu OSD responsabil, care URS pot fi scutiți de la obligația de a furniza direct către OST datele în timp real enumerate la punctul 180. În astfel de cazuri, OST și OSD responsabili convin asupra datelor agregate în timp real ale URS respectivi care urmează a fi transmise OST.

**Secțiunea 3**

**Schimbul de date între OST și OSD privind unitățile generatoare semnificative**

1. Dacă OST nu prevede altfel, fiecare OSD furnizează OST informațiile specificate în Secțiunea 1 și Secțiunea 2, cu frecvența și nivelul de detaliere solicitat de OST.
2. OST pune la dispoziția OSD, la al cărui sistem de distribuție sunt racordați URS, informațiile specificate în Secțiunea 1 și Secțiunea 2, solicitate de OSD.
3. OST poate solicita date suplimentare de la proprietarul unei instalații de producere a energiei electrice a unei unități generatoare care este URS în conformitate cu punctul 2 subpunctul 1) și punctul 2 subpunctul 5) racordat la sistemul de distribuție, în cazul în care acest lucru este necesar pentru analiza siguranței în funcționare și pentru validarea modelelor.

**Capitolul VI**

**SCHIMBUL DE DATE ÎNTRE OST ȘI LOCURILE DE CONSUM**

**Secțiunea 1**

**Schimbul de date între OST și locurile de consum racordate la sistemul de transport**

1. Dacă OST nu prevede altfel, fiecare proprietar al locului de consum racordat la sistemul de transport furnizează OST următoarele date structurale:
2. datele electrice ale transformatoarelor electrice racordate la sistemul de transport;
3. caracteristicile sarcinii locului de consum;
4. caracteristicile reglajului puterii reactive.
5. Dacă OST nu prevede altfel, fiecare proprietar al locului de consum racordat la sistemul de transport furnizează OST următoarele date:
6. Programarea sa în ceea ce privește consumul de putere activă și consumul prognozat de putere reactivă, pe baza planificării pe o zi și intrazilnice, inclusiv modificările aduse programului sau prognozelor;
7. orice restricție prognozată a capacității de reglaj al puterii reactive;
8. în cazul participării la consumul comandabil, un grafic al intervalului său de putere minimă și maximă structurală care urmează să fie redus;
9. prin derogare de la subpunctul 1), în regiunile cu sistem central de dispecerizare, datele solicitate de OST pentru pregătirea programării sale în ceea ce privește producția de putere activă.
10. Dacă OST prevede altfel, fiecare proprietar al locului de consum racordat la sistemul de transport furnizează OST următoarele date în timp real:
11. puterea activă și reactivă la punctul de racordare;
12. intervalul de putere minimă și maximă care urmează să fie redus.
13. Fiecare proprietar al locului de consum descrie OST comportamentul său în domeniile de tensiune menționate în Titlul I Capitolul II Secțiunea 1.

**Secțiunea 2**

**Schimbul de date între OST și locurile de consum racordate la sistemul de distribuție sau terții care participă la consumul comandabil**

1. Dacă OST nu prevede altfel, fiecare URS care este loc de consum racordat la sistemul de distribuție și/sau care participă la consumul comandabil în alt mod decât printr-un terț furnizează următoarele date programate și în timp real OST și OSD:
2. puterea activă minimă și maximă structurală disponibilă pentru consumul comandabil și durata maximă și minimă a oricărei potențiale utilizări a acestei puteri pentru consumul comandabil;
3. o prognoză a puterii active nerestricționate disponibile pentru consumul comandabil și orice consum comandabil planificat;
4. puterea activă și reactivă în timp real la punctul de racordare;
5. o confirmare a faptului că sunt aplicate estimările valorilor efective ale consumului comandabil.
6. Dacă OST nu prevede altfel, fiecare URS care este un terț care participă la consumul comandabil, conform definiției din Codul rețelelor electrice privind racordarea la rețelele electrice, aprobate de ANRE, furnizează OST și OSD pe o zi și aproape în timp real și în numele tuturor locurilor sale de consum racordate la sistemul de distribuție, următoarele date:
7. puterea activă minimă și maximă structurală disponibilă pentru consumul comandabil și durata maximă și minimă a oricărei potențiale activări a consumului comandabil într-o arie geografică specifică definită de OST și OSD;
8. o prognoză a puterii active nerestricționate disponibilă pentru consumul comandabil și orice nivel planificat al consumului comandabil într-o arie geografică specifică definită de OST și OSD;
9. putere activă și reactivă în timp real;
10. o confirmare a faptului că sunt aplicate estimările valorilor efective ale consumului comandabil.

**TITLUL III**

**CONFORMITATEA**

**Capitolul I**

**ROLURI ȘI RESPONSABILITĂȚI**

**Secțiunea 1**

**Responsabilitatea URS**

1. Fiecare URS notifică OST sau OSD la care are punct de racordare orice modificare planificată a capacităţilor sale tehnice care ar putea avea un impact asupra conformității cu cerinţele prezentului Cod, înainte de a efectua modificarea respectivă.
2. Fiecare URS notifică OST sau OSD la care are punct de racordare orice perturbație operațională în instalația sa care ar putea avea un impact asupra conformității acesteia cu cerințele prezentului Cod, cât mai curând posibil după producerea perturbației respective.
3. Fiecare URS va notifica OST sau OSD la care are punct de racordare programul testelor planificate și procedurile care trebuie urmate pentru a verifica conformitatea instalației sale cu cerințele prezentului Cod, în timp util și înainte de lansarea acestora. OST sau OSD aprobă în prealabil și în timp util programul testelor planificate și procedurile, iar aprobarea nu poate fi refuzată în mod nejustificat. În cazul în care URS are un punct de racordare la OSD și interacționează, în conformitate cu punctul 192, numai cu OSD, OST are dreptul să solicite de la OSD respectiv orice rezultatele testelor de conformitate, care sunt relevante pentru siguranța în funcționare a sistemului său de transport.
4. La cererea OST sau OSD, în temeiul prevederilor Codului rețelelor electrice privind racordarea la rețelele electrice, aprobat de ANRE, URS efectuează simulări și teste de conformitate în conformitate cu cerințele Codului rețelelor electrice privind racordarea la rețelele electrice, în orice moment pe durata de viață a instalației sale și în special după orice defectare, modificare sau înlocuire a oricăror echipamente, care ar putea avea un impact asupra conformității instalației cu cerințele prezentului Cod în ceea ce privește capacitatea instalației de a atinge valorile declarate, cerințele temporale aplicabile acelor valori și disponibilitatea sau furnizarea contractată a serviciilor tehnologice de sistem. Terții care furnizează consumul comandabil direct OST, furnizorii de redispecerizare la unitățile generatoare sau locurile de consum prin intermediul agregării, precum și alți furnizori de rezerve de putere activă trebuie să se asigure că instalațiile din portofoliul lor respectă cerințele prezentului Cod.

**Secțiunea 2**

**Sarcinile OST cu privire la operarea sistemului**

1. OST este responsabil de siguranța în funcționare în zona sa de reglaj și în special:
2. să elaboreze și să implementeze instrumente pentru operarea rețelelor, care să fie relevante pentru zona sa de reglaj și legate de operarea în timp real și de planificarea operațională;
3. să dezvolte și să implementeze instrumente și soluții pentru prevenirea și remedierea perturbațiilor;
4. să folosească servicii furnizate de terți, prin intermediul procedurilor de achiziție, atunci când este cazul, precum redispecerarea sau comercializarea în contrapartidă, gestionarea congestiilor, rezervele în exploatare și alte servicii tehnologice de sistem;
5. să respecte scala de clasificare a incidentelor adoptată de către ENTSO-E și să prezinte ENTSO-E informațiile necesare pentru îndeplinirea sarcinilor legate de întocmirea scalei de clasificare a incidentelor;
6. să monitorizeze anual adecvanța instrumentelor de operare a rețelei stabilite în conformitate cu subpunctele 1) și 2) necesare pentru menținerea siguranței în funcționare. OST identifică orice îmbunătățiri adecvate ale acestor instrumente de operare a rețelei, ținând seama de rapoartele anuale pregătite de ENTSO-E pe baza scalei de clasificare a incidentelor, în conformitate cu Partea Întâi, Secțiunea 13. Orice îmbunătățire identificată va fi implementată ulterior de către OST.

**Capitolul II**

**TESTAREA OPERAȚIONALĂ**

**Secțiunea 1**

**Scopul și responsabilitățile**

1. OST și fiecare OSD sau URS pot efectua testarea operațională a elementelor sistemului său de transport și respectiv ale instalațiilor acestora în condiții operaționale simulate și pentru o perioadă limitată de timp. În acest scop, ei trebuie să anunțe acest lucru în timp util și înaintea începerii testării și să reducă la minimum efectul asupra funcționării în timp real a sistemului. Testarea operațională urmărește să ofere:
2. dovezi ale conformității cu toate dispozițiile operaționale tehnice și organizatorice pertinente ale prezentului Cod pentru un nou element al sistemului de transport la prima intrare în funcțiune;
3. dovezi ale conformității cu toate dispozițiile operaționale tehnice și organizatorice pertinente ale prezentului Cod pentru o nouă instalație a URS sau a OSD la prima sa intrare în funcțiune;
4. dovezi ale conformității cu toate dispozițiile operaționale tehnice și organizatorice pertinente ale prezentului Cod la orice schimbare a unui element din sistemul de transport sau a unei instalații a URS sau OSD, care este relevantă pentru operarea sistemului;
5. evaluarea posibilelor efecte negative ale producerii unei defecțiuni, scurtcircuit sau incidente neprevăzut și neașteptat în operarea sistemului, într-un element al sistemului de transport sau la instalația URS ori a OSD.
6. Rezultatele testării operaționale menționate la punctul 196 sunt utilizate de către OST, OSD sau URS, pentru ca:
7. OST să asigure funcționarea corectă a elementelor sistemului de transport;
8. OSD și URS să asigure funcționarea corectă a sistemelor de distribuție și a instalațiilor URS;
9. OST, OSD sau URS să dezvolte noi practici operaționale și să le mențină pe cele existente;
10. OST să garanteze îndeplinirea serviciilor tehnologice de sistem;
11. OST, OSD sau URS să obțină informații despre performanța elementelor sistemului de transport și instalațiilor URS și OSD în orice condiții și cu respectarea tuturor dispozițiilor operaționale ale prezentului Cod, în ceea ce privește:
12. aplicarea controlată de variații de tensiune sau de frecvență care vizează obținerea de informații cu privire la comportamentul sistemului de transport și al elementelor acestuia;
13. testarea practicilor operaționale în stare de urgență și de restaurare.
14. OST se asigură că testarea operațională nu pune în pericol siguranța în funcționare a sistemului său de transport. Testele operaționale pot fi amânate sau întrerupte din cauza unor condiții neplanificate ale sistemului sau din motive de siguranță a personalului, a cetățenilor, a instalației sau aparatajului supus testelor sau a elementelor sistemului de transport sau a instalațiilor OSD ori URS.
15. În caz de degradare a stării sistemului de transport în care se efectuează testarea operațională, OST al sistemului de transport respectiv are dreptul de a întrerupe testarea operațională. Dacă efectuarea unui test afectează un alt OST și starea sistemului acestuia se degradează, OST sau URS sau OSD care efectuează testarea trebuie, atunci când este informat în acest sens de către OST afectat, să înceteze imediat testul operațional.
16. OST se asigură că rezultatele testelor operaționale relevante derulate împreună cu toate analizele aferente sunt:
    1. încorporate în procesul de certificare și de formare a angajaților responsabili de operarea în timp real;
    2. utilizate drept contribuții în procesul de cercetare și dezvoltare al ENTSO-E;
    3. folosite pentru a îmbunătăți practicile operaționale, inclusiv practicile pentru starea de urgență și de restaurare.

**Secțiunea 2**

**Efectuarea testelor și analizelor operaționale**

1. OST sau OSD la care URS are punct de racordare își păstrează dreptul de a testa conformitatea URS cu cerințele prezentului Cod, puterea de intrare sau de ieșire anticipată a URS și furnizarea de servicii tehnologice de sistem contractată de URS, în orice moment pe toată durata de viață instalației. Procedura pentru testele operaționale este notificată URS de către OST sau OSD în timp util, înainte de lansarea testului operațional.
2. OST sau OSD la care URS are punct de racordare publică lista cu informațiile și documentele care trebuie furnizate, precum și condițiile care trebuie îndeplinite de către URS pentru testarea operațională a conformității. Această listă trebuie să cuprindă cel puțin următoarele informații:
3. toată documentația și certificatele echipamentelor care urmează să fie furnizate de către URS;
4. detalii privind caracteristicile tehnice ale instalației URS relevante pentru funcționarea sistemului;
5. cerințe privind modelele de evaluare a stabilității dinamice;
6. studiile efectuate de URS care demonstrează rezultatele preconizate ale evaluării stabilității dinamice, dacă este cazul.
7. Dacă este cazul, OST sau OSD publică alocarea responsabilităților URS și ale OST sau OSD pentru testarea operațională a conformității.

**TITLUL IV**

**FORMAREA**

**Secțiunea 1**

**Programul de formare**

1. În termen de 18 luni de la intrarea în vigoare a prezentului Cod, OST elaborează și adoptă:
2. un program inițial de formare pentru certificare și un program permanent de formare continuă a personalului său responsabili de operarea în timp real a sistemului de transport;
3. un program de formare pentru angajații săi responsabili cu planificarea operațională. OST contribuie la elaborarea și adoptarea de programe de formare pentru angajații centrului regional de coordonare relevant;
4. un program de formare pentru angajații săi responsabili cu echilibrarea.
5. Programele de formare ale OST includ cunoștințe privind elementele sistemului de transport, operarea sistemului de transport, utilizarea sistemelor și proceselor la locul de muncă, operațiunile între OST-uri, condițiile de piață, recunoașterea și răspunsul la situațiile excepționale produse în operarea sistemului, precum și activitățile și instrumentele de planificare operațională.
6. Angajații OST responsabili de operarea în timp real a sistemului de transport urmează, ca parte a formării inițiale, o formare profesională în materie de interoperabilitate a sistemelor de transport, pe baza experiențelor operaționale și reacțiilor obținute în cadrul formării comune efectuate cu OST învecinați, în conformitate cu Secțiunea 6. Această formare în materie de interoperabilitate include pregătirea și activarea măsurilor de remediere coordonate necesare în toate stările sistemului.
7. OST include în programul său de formare pentru angajații responsabili de operarea sistemului de transport în timp real frecvența activităților de formare și următoarele componente:
8. o descriere a elementelor sistemului de transport;
9. operarea sistemului de transport în toate stările specifice sistemului, inclusiv starea de restaurare;
10. utilizarea sistemelor și proceselor la locul de muncă;
11. coordonarea operațiunilor și condițiilor de piață între OST;
12. recunoașterea situațiilor operaționale excepționale și răspunsul la acestea;
13. domenii relevante ale ingineriei electroenergetice;
14. aspecte relevante ale pieței de energie electrică;
15. aspecte relevante ale codurilor de rețea, liniilor directoare, termenilor, metodologiilor și condițiilor (TCM);
16. siguranța și securitatea persoanelor, a echipamentelor nucleare și de altă natură în operarea sistemului de transport;
17. cooperarea și coordonarea între OST-uri în operarea în timp real și în planificarea operațională la nivelul principalelor camere de comandă, care va fi oferită în limba engleză, dacă nu se specifică altfel;
18. formare profesională comună cu OSD și URS, după caz;
19. aptitudini comportamentale cu accent special pe gestionarea stresului, reacții în situații critice, responsabilitate și competențe motivaționale;
20. practicile și instrumentele de planificare operațională, inclusiv cele utilizate cu centrul de coordonare regional relevant în planificarea operațională.
21. Programul de formare a personalului responsabil cu planificarea operațională va cuprinde cel puțin aspectele de la subpunctele 3), 6), 7), 8), 10) și 13) punctul 207.
22. Programul de formare a personalului responsabil cu echilibrarea va cuprinde cel puțin aspectele de la subpunctele 3), 7) și 8) punctul 207.
23. OST păstrează evidența programelor de formare ale angajaților, pe durata contractului lor de muncă. La cererea ANRE, OST furnizează domeniul de aplicabilitate și detaliile programelor de formare profesională.
24. OST reexaminează programele de formare cel puțin o dată pe an sau în urma unor modificări semnificative ale sistemului. OST actualizează programele de formare pentru a reflecta evoluția circumstanțelor operaționale, a regulilor pieței, a configurației rețelei și a caracteristicilor sistemului, cu accent special pe noile tehnologii, pe schimbarea modelelor de consum și de producție și pe evoluția pieței.

**Secțiunea 2**

**Condiții pentru formare**

1. Programele de formare ale OST pentru angajații responsabili de operarea în timp real includ formare la locul de muncă și formarea offline. Formarea la locul de muncă se efectuează sub supravegherea unui angajat cu experiență responsabil de operarea în timp real. Formarea offline se desfășoară într-un mediu care simulează camera de comandă, cu detalii de modelare a rețelei la un nivel adecvat sarcinilor pentru care sunt instruiți.
2. OST implementează activități de formare pentru angajații responsabili de operarea în timp real pe baza unui model de baze de date cuprinzător al rețelei sale cu datele respective de la alte rețele, care vizează cel puțin zona de observabilitate, la un nivel de detaliere suficient pentru a reproduce aspecte operaționale între OST-uri. Scenariile de formare se bazează pe condițiile reale și simulate ale sistemului. Dacă este cazul, rolul altor OST, al OSD și URS este, de asemenea, simulat, cu excepția cazului în care acesta poate fi reprezentat direct în activitățile de formare comune.
3. OST coordonează formarea offline a angajaților responsabili de operarea în timp real cu OSD și URS în ceea ce privește impactul instalațiilor acestora asupra operării în timp real a sistemului de transport, într-o manieră cuprinzătoare și proporțională, ținând cont de topologia actualizată a rețelei și caracteristicile echipamentelor secundare. Atunci când este relevant, OST, OSD și URS organizează activități comune de formare offline constând în simulări sau ateliere de formare.

**Secțiunea 3**

**Coordonatorii de formare și formatorii**

1. Responsabilitățile coordonatorului de formare includ elaborarea, monitorizarea și actualizarea programelor de formare, precum și stabilirea:
2. calificărilor și a procesului de selecție pentru formarea angajaților OST;
3. formării necesare pentru certificarea personalului operațional responsabil de operarea în timp real;
4. proceselor, inclusiv a documentației relevante, necesare pentru programele de formare inițială și continuă;
5. procesului necesar pentru certificarea personalului operațional responsabil de operarea în timp real;
6. procesului de extindere a perioadei de formare și a perioadei de certificare pentru personalului operațional responsabil de operarea în timp real.
7. OST stabilește abilitățile și nivelul de competență al formatorilor la locul de muncă. Formatorii la locul de muncă trebuie să aibă un nivel adecvat de experiență operațională după certificare.
8. OST ține un registru al personalului operațional responsabil de operarea în timp real care efectuează activitățile de formatori la locul de muncă și analizează capacitatea acestora de a furniza pregătire practică atunci când decide cu privire la prelungirea certificării lor.

**Secțiunea 4**

**Certificarea personalului operațional responsabil de operarea în timp real**

1. O persoană poate deveni membru al personalului operațional responsabil de operarea în timp real, cu condiția să fie calificată și ulterior certificată de un reprezentant desemnat de OST pentru sarcinile respective în termenul definit în programul de formare. Un membru al personalului operațional responsabil de operarea în timp real nu îi este permis să lucreze în camera de comandă fără a fi supravegheat, cu excepția cazului în care este certificat.
2. În termen de 18 luni de la intrarea în vigoare a prezentului Cod, OST definește și implementează un proces, inclusiv nivelul de competență, pentru certificarea personalului operațional responsabil de operarea în timp real.
3. Angajații OST responsabili de operarea în timp real sunt certificați în urma unei evaluări formale care cuprinde un examen oral și/sau scris și/sau o evaluare practică cu un set predefinit de criterii de reușită.
4. OST păstrează o copie a certificatelor emise și a rezultatelor evaluării formale. La cererea ANRE, OST furnizează o copie a înscrisurilor eferente examenului de certificare.
5. OST înregistrează perioada de valabilitate a certificatelor eliberate personalului responsabil de operarea în timp real.
6. OST stabilește perioada maximă de certificare, care nu depășește 5 ani, dar care poate fi prelungită pe baza unor criterii stabilite de OST și poate ține seama de participarea angajaților responsabili de operarea în timp real la un program de formare continuă cu o experiență practică suficientă.

**Secțiunea 5**

**Limba de comunicare între personalul operațional responsabil de operarea în timp real**

1. Cu excepția cazului în care se prevede altfel, limba de contact comună între angajații OST și cei ai OST învecinați este limba engleză.
2. OST instruiește personalul operațional relevant pentru a obține suficiente competențe în limbile de contact comune convenite cu OST învecinați.

**Secțiunea 6**

**Cooperarea între OST-uri în materie de formare**

1. OST organizează sesiuni de formare regulate cu OST învecinați pentru a îmbunătăți cunoașterea caracteristicilor sistemelor de transport învecinate, precum și comunicarea și coordonarea dintre angajații OST învecinați responsabili de operarea în timp real. Formarea între OST-uri include cunoștințe detaliate despre măsurile coordonate necesare în cazu fiecărei stări a sistemului.
2. OST stabilește, în cooperare cel puțin OST învecinați, necesitatea și frecvența sesiunilor comune de formare, inclusiv conținutul minim și sfera acestora, ținând cont de nivelul de influență reciprocă și de cooperarea operațională necesară. Formarea între OST-uri poate include sesiuni comune de formare constând în ateliere și simulări, însă nu trebuie să se limiteze la acestea.
3. OST participă împreună cu alți OST, cel puțin o dată pe an, la sesiuni de formare privind gestionarea aspectelor inter-OST în operarea în timp real. Frecvența se stabilește ținând cont de nivelul de influență reciprocă al sistemelor de transport și de tipul de linie de interconexiune - linii CC/CA.
4. OST-urile fac schimb de experiență dobândită în operarea în timp real, inclusiv prin vizite și schimburi de experiență între membrii personalului operațional responsabil de operarea în timp real, cu OST învecinați, cu toți OST cu care au sau au avut interacțiuni operaționale, precum și cu centrul de coordonare regional relevant.

**PARTEA A TREIA**

**PLANIFICAREA OPERAȚIONALĂ**

**TITLUL I**

**DATELE PENTRU ANALIZA SIGURANȚEI ÎN FUNCȚIONARE ÎN**

**PLANIFICAREA OPERAȚIONALĂ**

**Secțiunea 1**

**Dispoziții generale privind modelele individuale și comune ale rețelei**

1. Planificarea operațională a modului de funcționare a sistemului de transport se realizează prin elaborarea planurilor de implementare a acțiunilor tehnice și activităților necesare ale personalului respectiv al OST și al utilizatorilor pentru a asigura capacitatea sistemului de energie electrică de a satisface cererea totală de energie electrică și capacitate în fiecare perioadă de timp, îndeplinirea indicatorilor stabiliți de calitate și adecvare a furnizării unor astfel de servicii.
2. Planificarea operațională trebuie să acopere perioada de la un an până la o zi înainte de livrare a energiei electrice și să realizeze următoarele pentru perioada respectivă:
3. planificarea modificărilor stărilor echipamentelor instalațiilor sistemului de transport și stărilor echipamentelor instalațiilor electrice ale utilizatorilor;
4. planificarea măsurilor de asigurare a echilibrului consumului și producției de energie electrică ținând cont de restricțiile de sistem sub rezerva menținerii siguranței în funcționare în limitele stabilite și a schimburilor interstatale planificate cu sistemele energetice învecinate;
5. determinarea capacității de transport a trecerilor controlate interne și interstatale;
6. analiza siguranței în funcționare;
7. determinarea capacității de transport accesibile și disponibile a interconexiunilor;
8. determinarea volumelor rezervei de putere activă a unităților de alimentare, precum și a volumelor altor tipuri de servicii tehnologice de sistem.
9. Pentru a efectua analiza siguranței în funcționare în conformitate cu Titlul II, OST elaborează modele individuale de rețea pentru fiecare dintre următoarele intervale de timp:
10. pe un an;
11. după caz, pe o săptămână;
12. pe o zi;
13. intrazilnic.
14. Modelele individuale de rețea includ informațiile și datele structurale, conform Părții a doua Titlul II Capitolul II Secțiunea 1.
15. OST realizează modelele individuale de rețea, iar fiecare centru regional de coordonare contribuie la realizarea modelelor comune de rețea.

**Secțiunea 2**

**Scenarii pe un an**

1. OST elaborează împreună cu alți OST din zona sincronă o listă comună a scenariilor pe un an, pe baza cărora evaluează modul de funcționare a sistemului de transport interconectat în anul următor. Aceste scenarii permit identificarea și evaluarea influenței sistemului de transport interconectat asupra siguranței în funcționare. Scenariile cuprind următoarele variabile:
2. cererea de energie electrică;
3. condiţiile legate de contribuţia surselor regenerabile de energie;
4. pozițiile stabilite de import/export, inclusiv valorile de referință convenite care să permită fuzionarea;
5. modelul de producție, cu un parc de producție disponibil în întregime;
6. dezvoltarea rețelei pe un an.
7. La elaborarea listei comune a scenariilor, OST-urile țin seama de următoarele elemente:
8. modelele tipice ale schimbului transfrontalier pentru diferite niveluri de consum și în ceea ce privește sursele regenerabile de energie și producția convențională;
9. probabilitatea producerii scenariilor;
10. abaterile potențiale de la limitele de siguranță în funcționare pentru fiecare scenariu;
11. cantitatea de putere produsă și consumată de instalațiile de producere a energiei electrice și de locurile de consum conectate la sistemele de distribuție.
12. În cazul în care OST-urile nu reușesc să stabilească lista comună a scenariilor menționate la punctul 235, OST-urile utilizează următoarele scenarii implicite:
13. vârful de iarnă, a 3-a miercuri din ianuarie anul curent, ora 10:30 CET;
14. golul de iarnă, a 2-a duminică din ianuarie anul curent, ora 03:30 CET;
15. vârful de primăvară, a 3-a miercuri din aprilie anul curent, ora 10:30 CET;
16. golul de primăvară, a 2-a duminică a lunii aprilie a anului curent, ora 03:30 CET;
17. vârful de vară, a 3-a miercuri din iulie anul precedent, ora 10:30 CET;
18. golul de vară, a 2-a duminică a lunii iulie a anului precedent, ora 03:30 CET;
19. vârful de toamnă, a 3-a miercuri din octombrie anul precedent, ora 10:30 CET;
20. golul de toamnă, a 2-a duminică a lunii octombrie a anului precedent, ora 03:30 CET.
21. OST împreună cu alți OST din Părțile Contractante ale Comunității Energetice și ale Statelor Membre aplică lista comună a scenariilor stabilită pentru anul următor.

**Secțiunea 3**

**Modele individuale ale rețelei pe un an**

1. OST stabilește un model individual de rețea pe un an, pentru fiecare dintre scenariile elaborate în conformitate cu Secțiunea 2, utilizând cele mai bune estimări ale variabilelor. OST publică modelele individuale de rețea pe un an în mediul de date de planificare operațională ENTSO-E.
2. Când stabilește modelul individual de rețea pe un an:
3. OST convine împreună cu OST învecinați asupra fluxului de energie estimat pe sistemele HVDC care leagă zonele lor de reglaj;
4. să echilibreze, pentru fiecare scenariu, suma următoarelor elemente:
5. schimburile nete pe liniile de curent alternativ;
6. fluxurile de putere estimate în sistemele HVDC;
7. sarcina, inclusiv o estimare a pierderilor;
8. producția.
9. OST include în modelele individuale de rețea pe un an puterile de ieșire agregate pentru instalațiile de producere a energiei conectate la sistemele de distribuție, la un nivel de tensiune mai mic de 110 kV. Aceste puteri de ieșire agregate trebuie să aibă următoarele caracteristici:
   1. să fie în concordanță cu datele structurale furnizate în conformitate cu cerințele prezentului Cod;
   2. să fie în concordanță cu scenariile elaborate în conformitate cu prezentul Cod;
   3. să facă o distincție cu privire la tipul de sursă de energie primară.

**Secțiunea 4**

**Modele comune ale rețelei pe un an**

1. în termen de 6 luni de la data intrării în vigoare a prezentului Cod, OST aplică metodologia de realizare a modelelor comune de rețea pe un an pornind de la modelele individuale de rețea stabilite în conformitate cu prezentul Cod și în coordonare cu alți OST din zona sincronă.
2. OST are dreptul de a solicita de la alt OST orice informație cu privire la modificările aduse topologiei rețelei sau cu privire la demersurile operaționale, cum ar fi valorile de referință ale protecțiilor sau schemele de protecție a sistemului, diagramele linie și configurația stațiilor de transformare sau modele suplimentare ale rețelei relevante pentru furnizarea unei reprezentări exacte a sistemului de transport în vederea efectuării analizei siguranței operațională.

**Secțiunea 5**

**Actualizarea modelelor individuale și comune ale rețelei pe un an**

1. Atunci când OST modifică sau anunță o modificare, care este semnificativă pentru siguranța în funcționare, a celei mai bune estimări ale variabilelor utilizate pentru a determina modelul individual de rețea pe un an, stabilit în conformitate cu prezentul Cod, acesta își actualizează modelul individual de rețea pe un an și îl publică în mediul de date de planificare operațională ENTSO-E.
2. Ori de câte ori este actualizat un model individual de rețea, modelul comun de rețea pe un an se actualizează în consecință, prin aplicarea metodologiei stabilite menționate la punctul 242.

**Secțiunea 6**

**Modelele individuale și comune ale rețelei pe o săptămână**

1. În cazul în care OST împreună cu alți OST consideră că este necesar, ei stabilesc cele mai reprezentative scenarii pentru coordonarea analizei de siguranței în funcționare a sistemului lor de transport pentru intervalul de o săptămâna și elaborează o metodologie de fuzionare a modelelor individuale de rețea, similară cu metodologia pentru realizarea modelului comun de rețea pe un an pornind de la modelele individuale de rețea pe un an.
2. OST cu alți OST menționați la punctul 246 își stabilesc sau își actualizează modelele individuale de rețea pe o săptămână, în funcție de scenariile determinate în conformitate cu punctul 246.
3. OST cu alți OST menționați la punctul 246 sau terții cărora le-a fost delegată sarcina menționată la punctul 246, realizează modelele comune de rețea pe o săptămână, urmând metodologia elaborată în conformitate cu punctul 246 și utilizând modele individuale de rețea stabilite în conformitate cu punctul 247.

**Secțiunea 7**

**Motodologie pentru realizarea modelelor comune de rețea pe o zi și intrazilnică**

1. În termen de 6 luni de la data intrării în vigoare a prezentului Cod, OST aplică metodologia de realizare a modelelor comune de rețea pe o zi și intrazilnice pornind de la modelele individuale de rețea, precum și pentru păstrarea acestor modele.
2. OST creează modele individuale de rețea pe o zi și intrazilnice în conformitate cu punctul 249 și le publică în mediul de date de planificare operațională ENTSO-E.
3. La crearea modelelor individuale de rețea pe o zi și intrazilnice menționate la punctul 250, OST include:
4. prognoze actualizate pentru producție și consum;
5. rezultatele disponibile ale proceselor de piață pe o zi și intrazilnice;
6. rezultatele disponibile ale sarcinilor de planificare;
7. pentru instalațiile de producere a energiei electrice racordate la sistemele de distribuție cu tensiunea mai mică de 110kV, producția de putere agregată diferențiată în funcție de tipul de sursă de energie primară, potrivit datelor furnizate de OSD sau URS;
8. topologia actualizată a sistemului de transport și rețelelor electrice cu tensiunea de 110kV și mai mare.
9. Toate măsurile de remediere convenite deja sunt incluse în modelele individuale de rețea pe o zi și intrazilnice și trebuie să poată fi clar diferențiate de injecțiile, retragerile și topologia rețelei fără aplicarea măsurilor de remediere.
10. OST evaluează acuratețea variabilelor de la punctul 251 prin compararea cu valorile lor reale.
11. În cazul în care, în urma evaluării menționate la punctul 253, OST consideră că acuratețea variabilelor este insuficientă pentru a evalua siguranța în funcționare, acesta determină cauzele acestei deficiențe. Dacă cauzele depind de procesele OST de stabilire a modelelor individuale de rețea, OST reexaminează aceste procese pentru a obține rezultate mai precise. În cazul în care cauzele depind de variabile furnizate de alte părți, respectivul OST împreună cu respectivele părți vor depune eforturi pentru a se asigura că variabilele respective sunt exacte.

**Secțiunea 8**

**Controlul calității modelelor de rețea**

1. La definirea controalelor de calitate în conformitate cu metodologia de la punctele 242 și 249, OST cu alți OST stabilesc, în comun controale menite cel puțin să verifice:
2. coerența stării de conectare a liniilor de interconexiune;
3. încadrarea valorilor tensiunii în valorile operaționale admise pentru elementele sistemului de transport care au influență asupra altor zone de reglaj;
4. coerența suprasarcinilor tranzitorii admisibile pe liniile de interconexiune;
5. compatibilitatea puterii active și a puterii reactive injectate sau retrase cu valorile operaționale obișnuite.

**TITLUL II**

**ANALIZA SIGURANȚEI ÎN FUNCȚIONARE**

**Secțiunea 1**

**Analiza siguranței în funcționare în planificarea operațională**

1. OST efectuează analize coordonate a siguranței în funcționare cel puțin pentru următoarele intervale de timp:
2. pe un an;
3. pe o săptămână, atunci când este cazul, în conformitate cu Titlul I Secțiunea 6;
4. pe o zi;
5. intrazilnic.
6. Atunci când efectuează o analiză coordonată a siguranței în funcționare, OST aplică metodologia adoptată în conformitate cu Secțiunea 4.
7. Pentru a efectua analize ale siguranței în funcționare, OST, în fiecare situație cu N elemente în funcțiune, simulează fiecare contingență din lista de contingențe și verifică că, în situația cu (N-1), elemente în funcțiune, limitele de siguranță în funcționare nu sunt depășite în zona sa de reglaj.
8. OST realizează analizele siguranței în funcționare folosind cel puțin modelele comune de rețea și ține cont de retragerile din exploatare planificate atunci când efectuează aceste analize.
9. OST transmite rezultatele analizei siguranței în funcționare pe care le-a efectuat cel puțin către OST ale căror elemente sunt incluse în zona de observabilitate a OST și sunt afectate în conformitate cu respectiva analiză a siguranței în funcționare, pentru a permite acestor OST să verifice dacă sunt respectate limitele de siguranță în funcționare în zonele lor de reglaj.

**Secțiunea 2**

**Analiza siguranței în funcționare pe un an și până la, inclusiv pe o săptămână**

1. OST efectuează analize ale siguranței în funcționare pe un an și, după caz, pe o săptămână, pentru a depista cel puțin următoarele restricții:
2. fluxurile de putere și tensiunile care depășesc limitele siguranței în funcționare;
3. încălcări ale limitelor de stabilitate ale sistemului de transport identificate conform punctelor 136 și 140;
4. încălcări ale pragurilor de scurtcircuit din sistemul de transport.
5. Atunci când OST depistează o posibilă restricție, acesta elaborează măsuri de remediere. În cazul în care nu sunt disponibile măsuri de remediere care nu presupun costuri și restricția este legată de indisponibilitatea planificată a unor active relevante, restricția este constituită de o incompatibilitate a planificării retragerilor din exploatare, iar OST va iniția coordonarea retragerilor din exploatare în funcție de perioada anului când această măsură este inițiată.

**Secțiunea 3**

**Analiza siguranței în funcționare pe o zi, intrazilnică și aproape în timp real**

1. OST efectuează analiza siguranței în funcționare pe o zi, întrazilnică și aproape în timp real pentru a depista posibilele restricții și pentru a pregăti și a pune în aplicare măsurile de remediere împreună cu alți OST și, dacă este cazul, cu OSD sau URS afectați.
2. OST monitorizează prognozele referitoare la consum și la producție. Atunci când aceste prognoze indică o abatere semnificativă a producției sau a consumului, OST își actualizează analiza de siguranței în funcționare.
3. Atunci când efectuează o analiză a siguranței în funcționare aproape în timp real în zona sa de observabilitate, OST utilizează estimarea stării.

**Secțiunea 4**

**Metodologia pentru coordonarea analizei siguranței în funcționare**

1. În termen de 12 luni de la intrarea în vigoare a prezentului Cod, OST aplică metodologia pentru coordonarea analizei siguranței în funcționare.

**Secțiunea 5**

**Propuneri pentru coordonarea regională a siguranței în funcționare**

1. OST și alți OST din regiunea de calcul a capacităților elaborează în comun o propunere de dispoziții comune pentru coordonarea siguranței în funcționare la nivel regional, care urmează să fie aplicate de centrul de coordonare a securității regional și de către OST din regiunea de calcul a capacităților. Propunerea respectă metodologiile pentru coordonarea analizei siguranței în funcționare și completează, când este necesar, metodologia de repartizare a costurilor pentru redispecerizare și comercializare în contrapartidă. Propunerea stabilește:
2. condițiile și frecvența coordonării intrazilnice a analizei siguranței în funcționare și actualizările modelului comun de rețea de către centrul de regional coordonare;
3. metodologia de pregătire a măsurilor de remediere care trebuie gestionate în mod coordonat, ținând seama de relevanța transfrontalieră, luând în considerare cerințele din Partea a Doua Titlul I Capitolul I Secțiunea 3 până la Secțiunea 6 și determinând cel puțin:
4. procedura pentru schimbul de informații privind măsurile de remediere disponibile, între OST relevanți și centrul regional de coordonare;
5. clasificarea restricțiilor și măsurilor de remediere;
6. identificarea măsurilor de remediere cu eficacitate și eficiență economică maximă în cazul unor nerespectări ale siguranței în funcționare;
7. pregătirea și activarea măsurilor de remediere;
8. partajarea costurilor măsurilor de remediere, cu completarea, dup caz a metodologiei comune de repartizare a costurilor pentru redispecerizare și comercializare în contrapartidă. Ca principiu general, costurile congestiilor relevante netransfrontalier sunt suportate de OST responsabil pentru zona de reglaj dată, iar costurile congestiilor relevante la nivel transfrontalier sunt suportate de OST-uri responsabili de zonele de reglaj, proporțional cu efectul agravant al schimbului de energie electrică între zonele de reglaj prin elementul de rețea congestionat.
9. Pentru a determina dacă congestionarea are relevanță transfrontalieră, OST și alți OST din regiunea de calcul a capacităților, țin cont de congestia care s-ar produce în lipsa schimburilor de energie între zonele de reglaj.

**Secțiunea 6**

**Coordonarea regională a siguranței în funcționare**

1. OST furnizează centrului regional de coordonare toate informațiile și datele necesare pentru a efectua evaluarea coordonată la nivel regional a siguranței în funcționare, care cuprinde cel puțin:
   1. versiunea actualizată a listei de contingențe, stabilită conform criteriilor definite în metodologia de coordonare a analizei siguranței în funcționare;
   2. lista actualizată a posibilelor măsuri de remediere, dintre categoriile enumerate în Partea a Doua Titlul I Capitolul I Secțiunea 5, și costurile anticipate ale acestora furnizate în conformitate cu metodologia de repartizare a costurilor pentru redispecerizare și comercializare în contrapartidă, dacă o măsură de remediere presupune redispecerizarea sau comercializare în contrapartidă, menite să contribuie eliminarea restricțiilor identificate în regiune;
   3. limitele siguranței în funcționare stabilite în conformitate cu Partea a Doua Titlul I Capitolul I Secțiunea 8.
2. Atunci când OST primește de la centrul regional de coordonare relevant rezultatele evaluării coordonate a siguranței în funcționare la nivel regional cu o propunere de măsură de remediere, acesta evaluează măsura de remediere recomandată pentru elementele implicate în măsura de remediere respectivă și situate în zona sa de reglaj. OST decide dacă implementează sau nu măsura de remediere recomandată.
3. În cazul în care OST decide să nu implementeze măsura de remediere recomandată, acesta trebuie să își justifice decizia în fața centrul regional de coordonare.
4. În cazul în care OST decide să implementeze măsura de remediere recomandată, acesta aplică această măsură elementelor aflate în zona sa de reglaj, cu condiția ca acest lucru să fie compatibil cu condițiile în timp real.

**Secțiunea 7**

**Construirea modelului comun al rețelei**

1. OST pune la dispoziția centrului său regional de coordonare modelul individual de rețea necesar pentru realizarea modelului comun de rețea pentru fiecare interval de timp, în mediul de date de planificare operațională al ENTSO-E.
2. OST își corectează modelul individual de rețea, după ce verifică necesitatea remedierii, dacă este cazul, pe baza cererilor centrului regional de coordonare sau a altui OST.

**Secțiunea 8**

**Coordonarea regională a retragerilor din exploatare**

1. OST furnizează centrului regional de coordonare informațiile necesare pentru a depista și soluționa incompatibilitățile dintre regiuni în ceea ce privește planificarea retragerilor din exploatare, inclusiv cel puțin:
2. planurile de disponibilitate a activelor sale interne relevante, stocate în mediul de date de planificare operațională a ENTSO-E;
3. cele mai recente planuri de disponibilitate pentru toate activele nerelevante din zona sa de reglaj, care sunt:
4. de natură să influențeze rezultatele analizei legate de incompatibilitatea planificării retragerilor din exploatare;
5. modelate în modelele individuale de rețea care sunt utilizate la evaluarea incompatibilității planificării retragerilor din exploatare;
6. scenarii în care incompatibilitățile în planificarea retragerilor din exploatare trebuie să fie analizate și utilizate la elaborarea modelelor comune de rețea corespunzătoare derivate din modelele comune de rețea pentru diferitele intervale de timp, stabilite în conformitate cu Titlul I Secțiunea 4 și Secțiunea 7 din prezentul Titlu.
7. La îndeplinirea obligațiilor care le revin în conformitate cu punctele 332 și 342 subpunctul 2), OST ține seama de rezultatele evaluării furnizate de centrul regional de coordonare.

**Secțiunea 9**

**Evaluarea adecvanței regionale**

1. OST furnizează centrului regional de coordonare informațiile necesare pentru a efectua evaluările regionale a adecvanței, inclusiv:
   1. nivelul total preconizat al consumului și resursele disponibile ale consumului comandabil;
   2. disponibilitatea unităților generatoare;
   3. limitele siguranței în funcționare.

**TITLUL III**

**COORDONAREA RETRAGERILOR DIN EXPLOATARE**

**Capitolul I**

**REGIUNILE DE COORDONARE A RETRAGERILOR DIN EXPLOATARE,**

**ACTIVELE RELEVANTE**

**Secțiunea 1**

**Scopul coordonării retragerilor din exploatare**

1. OST, cu sprijinul centrului regional de coordonare pentru situațiile specificate în prezentul Cod, efectuează coordonarea retragerilor din exploatare pentru a monitoriza starea de disponibilitate a activelor relevante și coordonează planurile de disponibilitate pentru a asigura siguranța în funcționare a sistemului de transport.

**Secțiunea 2**

**Coordonarea regională**

1. OST cu alți OST dintr-o regiune de coordonare a retragerilor din exploatare elaborează în comun o procedură operațională de coordonare regională, menită să stabilească aspectele operaționale pentru implementarea coordonării retragerilor din exploatare în fiecare regiune, procedură care include:
2. frecvența, amploarea și tipul coordonării pentru, cel puțin, intervalele de timp pe un an și pe o săptămână;
3. dispoziții referitoare la evaluările efectuate de centrul regional de coordonare;
4. modalități practice pentru validarea planurilor de disponibilitate a unui element de rețea relevant pe un an.
5. OST participă la coordonarea retragerilor din exploatare din regiunile sale de coordonare a retragerilor din exploatare și aplică procedurile operaționale de coordonare regională stabilite în conformitate cu punctul 279.
6. În cazul în care apar incompatibilități de planificare între diferitele regiuni de coordonare a retragerilor din exploatare, OST, alți OST și centrul regional de coordonare al acestor regiuni trebuie să se coordoneze pentru a rezolva aceste incompatibilități în planificarea retragerilor din exploatare.
7. OST furnizează celorlalți OST din aceeași regiune de coordonare a retragerilor din exploatare toate informațiile relevante de care dispune cu privire la proiectele de infrastructură legate de sistemul de transport, de sistemele de distribuție, de sistemele de distribuție închise, de unitățile generatoare sau locurile de consum care pot avea un impact asupra operării zonei de reglaj a altui OST din regiunea de coordonare a retragerilor din exploatare.
8. OST furnizează OSD racordați la sistemul de transport și aflați în zona sa de reglaj toate informațiile relevante de care dispune cu privire la proiectele de infrastructură aferente sistemului de transport, care pot avea un impact asupra operării sistemului de distribuție al acestor OSD.
9. OST furnizează operatorilor sistemelor de distribuție închise (în continuare – OSDI) racordați la sistemul de transport și aflați în zona sa de reglaj toate informațiile relevante de care dispune cu privire la proiectele de infrastructură aferente sistemului de transport, care pot avea un impact asupra operării sistemului de distribuție închis al acelor OSDI.

**Secțiunea 3**

**Metodologia de evaluare a relevanței activelor pentru coordonarea**

**retragerilor din exploatare**

1. În termen de 12 luni de la data intrării în vigoare a prezentului Cod, OST aplică metodologia, pentru evaluarea relevanței pentru coordonarea retragerilor din exploatare a unităților generatoare, a locurilor de consum și a elementelor de rețea situate într-un sistem de transport sau într-un sistem de distribuție, inclusiv în sistemele de distribuție închise.

**Secțiunea 4**

**Lista unităților generatoare relevante și a locurilor de consum relevante**

1. În termen de 12 luni de la data intrării în vigoare a prezentului Cod, OST cu alți OST din fiecare regiune de coordonare a retragerilor din exploatare evaluează în comun relevanța unităților generatoare și a locurilor de consum pentru coordonarea retragerilor din exploatare pe baza metodologiei de evaluare a relevanței activelor pentru coordonarea retragerilor din exploatare și stabilesc o listă unică, pentru fiecare regiune de coordonare a retragerilor din exploatare, a unităților generatoare relevante și a locurilor de consum relevante.
2. OST cu alți OST din regiunea de coordonare a retragerilor din exploatare pun în comun la dispoziție, în mediul de date de planificare operațională al ENTSO-E, lista unităților generatoare relevante și locurilor de consum relevante din respectiva regiune de coordonare a retragerilor din exploatare.
3. OST notifică ANRE lista unităților generatoare relevante și a locurilor de consum relevante pentru fiecare regiune de coordonare a retragerilor din exploatare la care participă.
4. Pentru fiecare activ intern relevant care este o unitate generatoare sau un loc de consum, OST:
5. informează proprietarul unității generatoare sau al locului de consum relevant despre includerea acestuia în listă;
6. informează OSD cu privire la unitățile generatoare relevante și locurile de consum relevante care sunt racordate la sistemul lor de distribuție;
7. informează OSDI cu privire la unitățile generatoare relevante și locurile de consum relevante care sunt racordate la sistemul lor de distribuție închis.

**Secțiunea 5**

**Actualizarea listei unităților generatoare relevante și a locurilor de consum relevante**

1. Înainte de 1 iulie a fiecărui an calendaristic, OST cu alți OST din fiecare regiune de coordonare a retragerilor din exploatare reevaluează în comun relevanța unităților generatoare și a locurilor de consum pentru coordonarea retragerilor din exploatare, pe baza metodologiei de evaluare a relevanței activelor pentru coordonarea retragerilor din exploatare.
2. Dacă este cazul, OST cu alți OST din fiecare regiune de coordonare a retragerilor din exploatare decide în comun să actualizeze lista unităților generatoare relevante și locurilor de consum relevante din regiunea respectivă de coordonare a retragerilor din exploatare înainte de data de 1 august a fiecărui an calendaristic.
3. OST cu alți OST din regiunea de coordonare a retragerilor din exploatare pun la dispoziție, în mediul de date de planificare operațională al ENTSO-E, lista actualizată pentru respectiva regiune de coordonare a retragerilor din exploatare.
4. OST informează părțile menționate la punctul 289 cu privire la conținutul listei actualizate.

**Secțiunea 6**

**Lista elementelor de rețea relevante**

1. În termen de 3 luni de la data intrării în vigoare a prezentului Cod, OST cu alți OST din fiecare regiune de coordonare a retragerilor din exploatare evaluează în comun, pe baza metodologiei menționate în Secțiunea 3, relevanța pentru coordonarea retragerilor din exploatare a elementelor de rețea situate în sistemul de transport sau în sistemul de distribuție, inclusiv într-un sistem de distribuție închis, și stabilesc o listă unică, pentru fiecare regiune de coordonare a retragerilor din exploatare, cu elementele de rețea relevante.
2. Lista elementelor de rețea relevante ale unei regiuni de coordonare a retragerilor din exploatare trebuie să conțină toate elementele de rețea ale sistemului de transport sau ale unui sistem de distribuție, inclusiv ale unui sistem de distribuție închis situat în acea regiune de coordonare a retragerilor din exploatare, care sunt identificate ca fiind relevante prin aplicarea metodologiei menționate în Secțiunea 3 pentru evaluarea relevanței activelor pentru coordonarea retragerilor din exploatare.
3. OST cu alți OST din regiunea de coordonare a retragerilor din exploatare pun la dispoziție în comun lista elementelor de rețea relevante disponibile în mediul de date de planificare operațională ENTSO-E.
4. OST notifică ANRE lista elementelor relevante ale rețelei pentru fiecare regiune de coordonare a retragerilor din exploatare la care participă.
5. Pentru fiecare activ intern relevant care este un element de rețea, OST:
6. informează proprietarul elementului de rețea relevant despre includerea acestuia în listă;
7. informează OSD cu privire la elementele de rețea relevante care sunt racordate la sistemul lor de distribuție;
8. informează OSDI cu privire la elementele de rețea relevante care sunt racordate la sistemul lor de distribuție închis.

**Secțiunea 7**

**Actualizarea listei elementelor de rețea relevante**

1. Înainte de data de 1 iulie a fiecărui an calendaristic, OST cu alți OST din fiecare regiune de coordonare a retragerilor din exploatare reevaluează în comun, pe baza metodologiei de evaluare a relevanței activelor pentru coordonarea retragerilor din exploatare, relevanța pentru coordonarea retragerilor din exploatare a elementelor de rețea situate în sistemul de transport sau în sistemul de distribuție, inclusiv într-un sistem de distribuție închis.
2. Dacă este cazul, OST cu alți OST din regiunea de coordonare a retragerilor din exploatare decid în comun să actualizeze lista elementelor de rețea relevante din respectiva regiune de coordonare a retragerilor din exploatare înainte de data de 1 august a fiecărui an calendaristic.
3. OST cu alți OST din regiunea de coordonare a retragerilor din exploatare va pune la dispoziție lista actualizată în mediul de date de planificare operațională ENTSO-E.
4. OST informează părțile menționate la punctul 289 cu privire la conținutul listei actualizate.

**Secțiunea 8**

**Desemnarea agenților de planificare a retragerilor din exploatare**

1. OST acționează ca agent de planificare a retragerilor din exploatare pentru fiecare element de rețea relevant pe care îl operează.
2. Pentru toate celelalte active relevante, proprietarul desemnează un agent de planificare a retragerilor din exploatare sau acționează el însuși în această calitate în ceea ce privește activul relevant în cauză și își informează OST cu privire la această desemnare.

**Secțiunea 9**

**Tratamentul activelor relevante aflate într-un sistem de distribuție**

**sau într-un sistem de distribuție închis**

1. OST coordonează cu OSD planificarea retragerilor din exploatare ale activelor relevante interne racordate la sistemul său de distribuție.
2. OST coordonează cu OSDI planificarea retragerilor din exploatare ale activelor relevante interne racordate la sistemul său de distribuție închis.

**Capitolul II**

**ELABORAREA ȘI ACTUALIZAREA PLANURILOR DE DISPONIBILITATE A**

**ACTIVELOR RELEVANTE**

**Secțiunea 1**

**Variații ale termenelor pentru coordonarea retragerilor din exploatare pe un an**

1. OST cu alți OST din zona sincronă pot conveni în comun să adopte și să pună în aplicare un interval de timp pentru coordonarea retragerilor din exploatare pe anul următor, care se poate abate de la intervalul de timp definit în Secțiunea 4, Secțiunea 7 și Secțiunea 9, cu condiția să nu fie afectată coordonarea retragerilor din exploatare în alte zone sincrone.

**Secțiunea 2**

**Dispoziții generale privind planurile de disponibilitate**

1. Starea de disponibilitate a unui activ relevant trebuie să fie una dintre următoarele:
2. „disponibil” când activul relevant este gata și capabil să furnizeze serviciul, indiferent dacă este sau nu în funcțiune;
3. „indisponibil” când activul relevant nu este gata și nu este capabil să furnizeze serviciul;
4. „în test” când se testează capacitatea activului relevant de a furniza serviciul.
5. Starea „ în test” se aplică numai atunci când există un impact potențial asupra sistemului de transport și în următoarele perioade de timp:
6. între prima conectare și punerea în funcțiune finală a activului relevant respectiv;
7. imediat după operațiuni de întreținere a activului relevant.
8. Planurile de disponibilitate cuprind cel puțin următoarele informații:
9. motivul stării „indisponibil” a unui activ relevant;
10. în cazul în care sunt identificate aceste situații, condițiile care trebuie îndeplinite înainte de aplicarea stării „indisponibil” a unui activ relevant în timp real;
11. timpul necesar pentru readucerea în funcțiune a unui activ relevant, atunci când este necesar, pentru a menține siguranța în funcționare.
12. Starea de disponibilitate a fiecărui activ relevant în intervalul de timp pe un an trebuie să fie prezentată cu rezoluție zilnică.
13. În cazul în care programele de producție și programele de consum sunt transmise OST în conformitate cu Titlul VI Secțiunea 2, rezoluția în timp a stărilor de disponibilitate trebuie să fie în concordanță cu respectivele programe.

**Secțiunea 3**

**Planurile de disponibilitate orientative pe termen lung**

1. Până la doi ani înainte de începerea oricărei coordonări a retragerilor din exploatare pe un an, OST evaluează planurile de disponibilitate orientative corespunzătoare pentru activele relevante interne, furnizate de agenții de planificare a retragerilor din exploatare în conformitate cu Lista informaţiilor ce urmează a fi prezentate ENTSO-E şi termenii de publicare a acestora, aprobată de ANRE, și va prezenta observațiile preliminare, inclusiv orice incompatibilități în planificarea retragerilor din exploatare, tuturor agenților de planificare a retragerilor din exploatare afectați.
2. OST efectuează evaluarea referitoare la planurile orientative de disponibilitate a activelor relevante interne menționate la punctul 313 în fiecare an, până la începerea perioadei de coordonare a retragerilor din exploatare pe un an.

**Secțiunea 4**

**Furnizarea propunerilor de plan de disponibilitate pe un an**

1. Înainte de data de 1 august a fiecărui an calendaristic, un agent de planificare a retragerilor din exploatare, altul decât OST care participă la o regiune de coordonare a retragerilor din exploatare, OSD sau un OSDI, prezintă OST care participă la regiunea de coordonare a retragerilor din exploatare și, după caz, OSD sau OSDI, un plan de disponibilitate care acoperă anul calendaristic următor pentru fiecare dintre activele sale relevante.
2. OST depune toate eforturile să examineze cererile de modificare a unui plan de disponibilitate atunci când le primește. În cazul în care acest lucru nu este posibil, OST respectiv, examinează cererile de modificare a unui plan de disponibilitate după finalizarea coordonării retragerilor din exploatare pe un an.
3. OST examinează cererile de modificare a unui plan de disponibilitate după finalizarea coordonării retragerilor din exploatare pe un an:
4. cu respectarea ordinii în care au fost primite cererile de modificare;
5. cu aplicarea procedurii stabilite în conformitate cu Secțiunea 10.

**Secțiunea 5**

**Coordonarea pe un an a stării de disponibilitate a activelor relevante al căror agent de planificare a retragerilor din exploatare nu este un OST care participă la o regiune de coordonare a retragerilor din exploatare, nici un OSD și nici un OSDI**

1. OST evaluează într-un interval pe un an dacă din planurile de disponibilitate primite în conformitate cu Secțiunea 4 decurg incompatibilitățile în planificarea retragerilor din exploatare.
2. Atunci când OST constată existența incompatibilităților în planificarea retragerilor din exploatare, OST implementează următorul proces:
3. informează fiecare agent de planificare a retragerilor din exploatare afectat despre condițiile pe care trebuie să le îndeplinească pentru a atenua incompatibilitățile de planificarea retragerilor din exploatare constatate;
4. OST poate solicita ca unul sau mai mulți agenți de planificare a retragerilor din exploatare să prezinte un plan alternativ de disponibilitate care să îndeplinească condițiile menționate la subpunctul 1);
5. OST repetă evaluarea conform punctului 318 pentru a stabili dacă persistă incompatibilități în planificarea retragerilor din exploatare.
6. În urma unei cereri din partea OST în conformitate cu punctul 319 subpunctul 2), în cazul în care agentul de planificare a retragerilor din exploatare nu prezintă un plan de disponibilitate alternativ menit să atenueze toate incompatibilitățile în planificarea retragerilor din exploatare, OST elaborează un plan de disponibilitate alternativ care trebuie:
7. să ia în considerare impactul raportat de agenții de planificare a retragerilor din exploatare afectați, precum și de OSD sau OSDI, după caz;
8. să limiteze evoluția planului de disponibilitate alternativ la ceea ce este strict necesar pentru a atenua incompatibilitățile legate de planificarea retragerilor din exploatare;
9. să notifice ANRE, dacă aceasta prevede astfel, OSD și OSDI afectați și agenții de planificare a retragerilor din exploatare afectați cu privire la planul de disponibilitate alternativ, inclusiv cu privire la motivele pentru elaborarea acestuia, precum și la impactul raportat de agenții de planificare a retragerilor din exploatare afectați și, după caz, OSD sau de OSDI.

**Secțiunea 6**

**Coordonarea pe un an a stării de disponibilitate a activelor relevante al căror agent de planificare a retragerilor din exploatare este un OST care participă la o regiune de coordonare a retragerilor din exploatare, un OSD sau un OSDI**

1. OST planifică starea de disponibilitate a elementelor de rețea relevante care interconectează diferite zone de reglaj pentru care acționează ca agent de planificare a retragerilor din exploatare în coordonare cu OST din aceeași regiune de coordonare a retragerilor din exploatare.
2. OST, OSD și OSDI planifică starea de disponibilitate a elementelor de rețea relevante pentru care îndeplinesc atribuții de agent de planificare a retragerilor din exploatare și care nu interconectează diferite zone de reglaj, utilizând ca bază planurile de disponibilitate elaborate în conformitate cu punctul 321.
3. La stabilirea stării de disponibilitate a elementelor de rețea relevante în conformitate cu punctele 321 și 322, OST, OSD și OSDI:
4. reduc la minimum impactul asupra pieței, menținând în același timp siguranța în funcționare;
5. utilizează ca bază planurile de disponibilitate prezentate și elaborate în conformitate cu Secțiunea 4.
6. Atunci când OST detectează o incompatibilitate în planificarea retragerilor din exploatare, OST are dreptul să propună o modificare a planurilor de disponibilitate a activelor interne relevante al căror agent de planificare a retragerilor din exploatare nu este un OST care participă la regiunea de coordonare a retragerilor din exploatare, nici un OSD și nici un OSDI și trebuie să identifice o soluție în coordonare cu agenții de planificare a retragerilor din exploatare, cu OSD și cu OSDI în cauză, folosind mijloacele pe care le are la dispoziție.
7. În cazul în care starea „indisponibil” a unui element de rețea relevant nu a fost planificată după luarea măsurilor de la punctul 324 și lipsa acestei planificări ar pune în pericol siguranța în funcționare, OST:
8. ia măsurile necesare pentru a planifica starea „indisponibil”, asigurând în același timp siguranța în funcționare, luând în considerare impactul raportat OST de către agenții de planificare a retragerilor din exploatare afectați;
9. notifică acțiunile menționate la subpunctul 1) tuturor părților afectate;
10. notifică ANRE, dacă aceasta prevede astfel, OSD sau OSDI afectați, dacă este cazul, și agenții de planificare a retragerilor din exploatare afectați cu privire la măsurile întreprinse, inclusiv justificarea acestor măsuri, impactul raportat de către agenții de planificare a retragerilor din exploatare afectați și de către OSD sau OSDI, după caz.
11. OST pune la dispoziție, în mediul de date de planificare operațională ENTSO-E, toate informațiile de care dispune cu privire la problemele legate de rețea care trebuie rezolvate și măsurile de remediere care trebuie pregătite și activate înainte de a declanșa starea de disponibilitate „indisponibil” sau „în test” a un element de rețea relevant.

**Secțiunea 7**

**Furnizarea planurilor preliminare de disponibilitate pe un an**

1. Înainte de data de 1 noiembrie a fiecărui an calendaristic, OST furnizează tuturor celorlalți OST, în mediul de date de planificare operațională ENTSO-E, planurile preliminare de disponibilitate pentru anul calendaristic următor pentru toate activele interne relevante.
2. Înainte de data de 1 noiembrie a fiecărui an calendaristic, pentru fiecare activ intern relevant aflat într-un sistem de distribuție, OST furnizează OSD planul preliminar de disponibilitate pe un an.
3. Înainte de data de 1 noiembrie a fiecărui an calendaristic, pentru fiecare activ intern relevant situat într-un sistem de distribuție închis, OST furnizează OSDI planul preliminar de disponibilitate pe un an.

**Secțiunea 8**

**Validarea planurilor de disponibilitate pe un an**

**în zonele de coordonare a retragerilor din exploatare**

1. OST verifică dacă apar incompatibilități în planificarea retragerilor din exploatare atunci când ține cont de toate planurile preliminare de disponibilitate pe un an.
2. În absența unor incompatibilități în planificarea retragerilor din exploatare, OST și alți OST ai regiunii de coordonare a retragerilor din exploatare validează în comun planurile de disponibilitate pe un an pentru toate activele relevante ale respectivei regiuni de coordonare a retragerilor din exploatare.
3. În cazul în care OST detectează o incompatibilitate în planificarea retragerilor din exploatare, OST implicați din regiunea (regiunile) de coordonare a retragerilor din exploatare în cauză identifică în comun o soluție în coordonare cu agenții de planificare a retragerilor din exploatare, OSD și OSDI în cauză, utilizând mijloacele pe care le au la dispoziție și respectând pe cât posibil, planurile de disponibilitate prezentate de agenții de planificare a retragerilor din exploatare, care nu sunt OST ce participă la regiunea de coordonare a retragerilor din exploatare, nici un OSD și nici un OSDI, elaborate în conformitate cu Secțiunea 5 și Secțiunea 6. Dacă se identifică o soluție, OST și alți OST din regiunea (regiunile) de coordonare a retragerilor din exploatare în cauză, actualizează și validează planurile de disponibilitate pe un an pentru toate activele relevante.
4. Dacă nu se găsește o soluție pentru o incompatibilitate în planificarea retragerilor din exploatare, fiecare OST în cauză, sub rezerva aprobării de către autoritatea de reglementare competentă în cazul în care aceasta prevede astfel, este obligat:
5. să aducă forțat la starea „disponibil” toate stările „indisponibil” sau „în test” pentru activele relevante implicate în incompatibilitatea de planificare a unei retrageri din exploatare în perioada în cauză;
6. să notifice autorităților de reglementare relevante, dacă aceasta prevede astfel, OSD sau OSDI afectați, dacă este cazul, și agenții de planificare a retragerilor din exploatare afectați cu privire la măsurile întreprinse, inclusiv justificarea acestor măsuri, impactul raportat de către agenții de planificare a retragerilor din exploatare afectați și de către OSD sau OSDI, dacă este cazul.
7. OST și alți OST din regiunea de coordonare a retragerilor din exploatare în cauză actualizează și validează, în consecință, planurile de disponibilitate pe un an pentru toate activele relevante.

**Secțiunea 9**

**Planurile finale de disponibilitate pe un an**

1. Înainte de data de 1 decembrie a fiecărui an calendaristic, OST:
2. finalizează coordonarea retragerilor din exploatare pe un an ale activelor interne relevante;
3. finalizează planurile de disponibilitate pe un an pentru activele interne relevante și le stochează în mediul de date de planificare operațională al ENTSO-E.
4. Înainte de data de 1 decembrie a fiecărui an calendaristic, OST furnizează agentului său de planificare a retragerilor din exploatare planul final de disponibilitate pe un an al fiecărui activ intern relevant.
5. Înainte de data de 1 decembrie a fiecărui an calendaristic, OST furnizează OSD relevant planul final de disponibilitate pe un an a fiecărui activ intern relevant aflat în sistemul de distribuție.
6. Înainte de data de 1 decembrie a fiecărui an calendaristic, OST furnizează OSDI relevant planul final de disponibilitate pe un an a fiecărui activ intern relevant situat în sistemul de distribuție închis.

**Secțiunea 10**

**Actualizările planurilor finale de disponibilitate pe un an**

1. Agentul de planificare a retragerilor din exploatare trebuie să poată lansa o procedură de modificare a planului final de disponibilitate pe un an în perioada dintre finalizarea coordonării retragerilor din exploatare pe un an și executarea sa în timp real.
2. Agentul de planificare a retragerilor din exploatare care nu este un OST ce participă la regiunea de coordonare a retragerilor din exploatare trebuie să poată depune, la OST relevant, o cerere de modificare a planului final de disponibilitate pe un an a activelor relevante din sfera sa de responsabilitate.
3. În cazul unei cereri de modificare în conformitate cu punctul 340, se aplică următoarea procedură:
4. OST destinatar confirmă primirea cererii și evaluează cât mai curând posibil dacă modificarea determină apariția unor incompatibilități în planificarea retragerilor din exploatare;
5. în cazul în care se depistează incompatibilități în planificarea retragerilor din exploatare, OST implicați din regiunea de coordonare a retragerilor din exploatare identifică în comun o soluție în coordonare cu agenții de planificare a retragerilor din exploatare în cauză și, dacă este cazul, cu OSD și cu OSDI, utilizând mijloacele aflate la dispoziția lor;
6. dacă nu a fost depistată nicio incompatibilitate în planificarea retragerilor din exploatare sau dacă nu persistă nicio incompatibilitate în planificarea retragerilor din exploatare, OST destinatar validează modificarea solicitată și, în consecință, informează toate părțile afectate și actualizează planul final de disponibilitate pe un an în mediul de date de planificare operațională al ENTSO-E;
7. în cazul în care nu se găsește nicio soluție pentru incompatibilitățile în planificarea retragerilor din exploatare, OST respinge modificarea solicitată.
8. Atunci când OST intenționează să modifice planul final de disponibilitate pe un an a unui activ relevant pentru care acționează ca agent de planificare a retragerilor din exploatare, acesta inițiază procedura următoare:
9. OST solicitant elaborează o propunere de modificare a planului de disponibilitate pe un an, inclusiv o evaluare a măsurii în care aceasta ar putea conduce la incompatibilități în planificarea retragerilor din exploatare, și își prezintă propunerea tuturor celorlalți OST din regiunea (regiunile) de coordonare a retragerilor din exploatare;
10. dacă se constată incompatibilități în planificarea retragerilor din exploatare, OST implicați din regiunea de coordonare a retragerilor din exploatare identifică în comun o soluție în coordonare cu agenții de planificare a retragerilor din exploatare în cauză și, dacă este cazul, cu OSD și cu OSDI, utilizând mijloacele aflate la dispoziția acestora;
11. dacă nu a fost detectată nicio incompatibilitate în planificarea retragerilor din exploatare sau dacă se identifică o soluție la incompatibilitatea în planificarea retragerilor din exploatare, OST validează modificarea solicitată și, în consecință, informează toate părțile afectate și actualizează planul final de disponibilitate pe un an în mediul de date de planificare operațională al ENTSO-E;
12. dacă nu se identifică nici o soluție la incompatibilitățile în planificarea retragerilor din exploatare, OST solicitant își anulează procedura de modificare.

**Capitolul III**

**EXECUTAREA PLANURILOR DE DISPONIBILITATE**

**Secțiunea 1**

**Gestionarea stării ,,în test” a activelor relevante**

1. Cu o lună înainte începerea stării „ în test”, agentul de planificare a retragerilor din exploatare a unui activ relevant a cărui stare de disponibilitate a fost declarată ca fiind „în test” furnizează OST și, dacă este racordat la un sistem de distribuție, inclusiv sisteme de distribuție închise, OSD sau OSDI, următoarele:
2. plan detaliat al testelor;
3. un calendar indicativ de producție sau de consum, dacă activul relevant în cauză este o unitate generatoare relevantă sau un loc de consum relevant;
4. modificările aduse topologiei sistemului de transport sau a sistemului de distribuție, în cazul în care activul relevant în cauză este un element de rețea relevant.
5. Agentul de planificare a retragerilor din exploatare actualizează informațiile menționate la punctul 343 de îndată ce acestea suferă vreo modificare.
6. OST al unui activ relevant a cărui stare de disponibilitate a fost declarată ca fiind „în test” furnizează informațiile primite în conformitate cu punctul 343 tuturor celorlalți OST din regiunea (regiunile sale) de coordonare a retragerilor din exploatare, la cererea acestora.
7. În cazul în care activul relevant menționat la punctul 343 este un element de rețea relevant care interconectează două sau mai multe zone de reglaj, OST din zonele de reglaj în cauză convin cu privire la informațiile care urmează să fie furnizate în conformitate cu punctul 343.

**Secțiunea 2**

**Procedura de tratare a retragerilor forțate din exploatare**

1. OST elaborează o procedură pentru a remedia situația în care o retragere forțată din exploatare i-ar periclita siguranța în funcționare. Procedura trebuie să permită OST să se asigure că stările „disponibil” sau „indisponibil” al altor active relevante din zona sa de reglaj pot fi schimbate în „indisponibil” sau, respectiv, „disponibil”.
2. OST urmează procedura menționată la punctul 347 numai în cazul în care nu se ajunge la nici un acord cu agenții de planificare a retragerilor din exploatare în ceea ce privește soluțiile pentru retragerile forțate din exploatare. OST informează în consecință ANRE.
3. Atunci când inițiază procedura, OST respectă, în măsura posibilului, limitările tehnice ale activelor relevante.
4. Un agent de planificare a retragerilor din exploatare notifică retragerea forțată din exploatare a unuia sau mai multora dintre activele sale relevante către OST și, în cazul în care este racordat la un sistem de distribuție sau la un sistem de distribuție închis, către OSD sau OSDI, cât mai curând posibil după începutul retragerii forțate din exploatare.
5. La notificarea retragerii forțate din exploatare, agentul de planificare a retragerilor din exploatare furnizează următoarele informații:
6. motivul pentru care are loc retragerea forțată din exploatare;
7. durata preconizată a retragerii forțate din exploatare;
8. dacă este cazul, impactul retragerii forțate din exploatare asupra stării de disponibilitate a altor active relevante pentru care este agent de planificare a retragerilor din exploatare.
9. În cazul în care OST constată că una sau mai multe retrageri forțate din exploatare prevăzute la punctul 347 ar putea scoate sistemul de transport din starea normală de funcționare, acesta informează agentul (agentii) de planificare a retragerilor din exploatare afectat(i) cu privire la termenul în care siguranța în funcționare nu mai poate fi menținută, decât dacă activele lor relevante aflate în retragere forțată din exploatare revin la starea „disponibil”. Agenții de planificare a retragerilor din exploatare informează OST dacă sunt capabili să respecte termenul respectiv și furnizează justificări întemeiate dacă nu sunt în măsură să respecte acest termen.
10. În urma modificărilor aduse planului de disponibilitate din cauza retragerilor forțate din exploatare, OST actualizează mediul de date de planificare operațională al ENTSO-E cu cele mai recente informații, în conformitate cu termenul stabilit în Lista informaţiilor ce urmează a fi prezentate ENTSO-E şi termenii de publicare a acestora, aprobată de ANRE.

**Secțiunea 3**

**Executarea în timp real a planurilor de disponibilitate**

1. Fiecare proprietar al unei instalații de producere a energiei electrice se asigură că toate unitățile generatoare pe care le deține și care sunt declarate în starea „disponibil” sunt pregătite pentru producția de energie electrică în conformitate cu capacitățile tehnice declarate ale acestora, atunci când este necesar pentru a menține siguranța în funcționare, cu excepția cazului de retragere forțată din exploatare.
2. Fiecare proprietar al unei instalații de producere a energiei electrice se asigură că nici o unitate generatoare pe care o deține și care este declarată „indisponibil” nu produce energie electrică.
3. Fiecare proprietar al unui loc de consum se asigură că nici un loc de consul pe care îl deține și care este declarat „indisponibil” nu consumă energie electrică.
4. Fiecare proprietar al unui element de rețea relevant se asigură că toate elementele de rețea relevante pe care le deține și care sunt declarate „disponibil” sunt pregătite pentru transportul de energie electrică în conformitate cu capacitățile tehnice declarate, atunci când este necesar, pentru a menține siguranța în funcționare, cu excepția cazului de retragere forțată din exploatare.
5. Fiecare proprietar al unui element de rețea relevant se asigură că toate elementele relevante de rețea pe care le deține și care sunt declarate „indisponibil” nu transportă energie electrică.
6. Când se aplică condiții specifice legate de rețea pentru executarea stării „indisponibil” sau „în test” a unui element de rețea relevant în conformitate cu punctul 326, OST, OSD sau OSDI în cauză evaluează îndeplinirea acestor condiții înainte de executarea respectivei stări. Dacă nu sunt îndeplinite aceste condiții, acesta transmite proprietarului elementului relevant de rețea dispoziții să nu execute starea „indisponibil” sau „în test”.
7. Atunci când OST constată că executarea unei stări „indisponibil” sau „în test” a unui activ relevant determină sau ar putea determina ieșire sistemului de transport din starea normală de funcționare, acesta transmite proprietarului activului relevant de rețea, dacă acesta este racordat la sistemul de transport, sau OSD ori OSDI dacă este racordat la un sistem de distribuție sau la un sistem de distribuție închis, dispoziții să amâne executarea stării „indisponibil” sau „în test” a respectivului activ relevant conform instrucțiunilor sale și în măsura în care este posibil, respectând totodată limitele tehnice și de siguranță.

**TITLUL IV**

**ADECVANȚA**

**Secțiunea 1**

**Prognoză pentru analiza adecvanței zonei de reglaj**

1. OST pune la dispoziția tuturor celorlalți OST, în mediul de date de planificare operațională al ENTSO-E, orice prognoză utilizată pentru analizele adecvanței zonei de reglaj.

**Secțiunea 2**

**Analiza adecvanței zonei de reglaj**

1. OST efectuează analiza adecvanței zonei de reglaj, evaluând posibilitatea ca suma producției din zona sa de reglaj și a capacităților de import transfrontalier să corespundă consumului total din zona sa de reglaj în diferite scenarii operaționale, ținând seama de nivelul necesar al rezervelor de putere activă prevăzute în Partea a Patra Titlul I Secțiunea 1 și Secțiunea 2.
2. Atunci când efectuează analiza adecvanței zonei de reglaj în conformitate cu punctul 362, OST:
3. utilizează cele mai recente planuri de disponibilitate și cele mai recente date disponibile pentru:
4. capabilitățile unităților generatoare de energie electrică;
5. capacitatea interzonală;
6. potențialul consum comandabil;
7. ia în considerare contribuția energiei produse din surse regenerabile și a consumului;
8. evaluează probabilitatea și durata estimată a unei absențe a adecvanței și preconizează cantitatea de energie nefurnizată ca urmare a unei astfel de absențe.
9. În cel mai scurt timp posibil, după evaluarea insuficienței adecvanței în zona sa de reglaj, OST notifică ANRE și Ministerul Energiei și, după caz, orice altă parte stabilită conform reglementărilor în vigoare.
10. În cel mai scurt timp posibil, după evaluarea insuficienței adecvanței în zona sa de reglaj, OST informează toți OST în acest sens, prin mediul de date de planificare operațională ENTSO-E.

**Secțiunea 3**

**Adecvanța zonei de reglaj până la, inclusiv, cu o săptămână înainte**

1. OST contribuie la perspectivele anuale paneuropene asupra adecvanței producției de vară și de iarnă, aplicând metodologia adoptată de ENTSO-E.
2. De două ori pe an, OST efectuează o analiză a adecvanței zonei de reglaj pentru vara și, respectiv, iarna următoare, luând în considerare scenarii paneuropene compatibile cu perspectivele anuale paneuropene asupra adecvanței producției de vară și iarnă.
3. OST își actualizează analiza adecvanței zonei de reglaj dacă detectează vreo modificare probabilă a stării de disponibilitate a unităților generatoare, a estimărilor de consum, a estimărilor pentru sursele de energie regenerabilă sau a capacităților interzonale, care ar putea influența în mod semnificativ adecvanța preconizată.

**Secțiunea 4**

**Adecvanța zonei de reglaj în intervalul pe o zi și în intervalul intrazilnic**

1. OST efectuează o analiză a adecvanței zonei de reglaj într-un interval de timp pe o zi și în intervalul intrazilnic, pe baza următoarelor elemente:
   1. programele menționate în Titlul VI Secțiunea 2;
   2. consumul prognozat;
   3. producția preconizată din surse regenerabile de energie;
   4. rezervele de putere activă în conformitate cu datele furnizate OST;
   5. capacitățile de import și de export ale zonei de reglaj coerente cu capacitățile interzonale calculate, acolo unde este cazul în conformitate cu prevederile Codului rețelelor electrice privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor;
   6. capabilitățile unităților generatoare în conformitate cu datele furnizate în temeiul punctului 163 și Părții a doua Titlul II Capitolul IV Secțiunea 1 și Capitolul V Secțiunea 3, precum și stările lor de disponibilitate;
   7. capabilitățile locurilor de consum cu consumul comandabil în conformitate cu datele furnizate în temeiul Părții a doua Titlul II Capitolul VI Secțiunea 1 și Secțiunea 2, precum și stările lor de disponibilitate.
2. OST evaluează:
3. nivelul minim de import și nivelul maxim de export compatibile cu adecvanța zonei sale de reglaj;
4. durata preconizată a unei eventuale absențe a adecvanței;
5. cantitatea de energie care nu este furnizată în absența adecvanței.
6. În cazul în care, în urma analizei de la punctul 369, adecvanța nu este asigurată, OST notifică către ANRE insuficiența adecvanței. OST prezintă ANRE o analiză a cauzelor insuficienței adecvanței și propune măsuri de atenuare.

**TITLUL V**

**SERVICII TEHNOLOGICE DE SISTEM**

**Secțiunea 1**

**Servicii tehnologice de sistem**

1. OST monitorizează disponibilitatea serviciilor tehnologice de sistem.
2. În ceea ce privește serviciile de putere activă și putere reactivă, și în coordonare cu alți OST, după caz, OST:
3. concepe, instituie și gestionează achizițiile de servicii tehnologice de sistem;
4. monitorizează, pe baza datelor furnizate în temeiul prezentului Cod, dacă nivelul și localizarea serviciilor tehnologice de sistem disponibile permit asigurarea siguranței în funcționare;
5. utilizează toate mijloacele disponibile eficiente din punct de vedere economic și fezabile pentru a obține nivelul necesar de servicii tehnologice de sistem.
6. OST publică nivelurile capacității de rezervă necesare pentru a menține siguranța în funcționare.
7. OST comunică nivelul disponibil al rezervelor de putere activă celorlalți OST, la cerere.

**Secțiunea 2**

**Servicii tehnologice de sistem pentru puterea reactivă**

1. Pentru fiecare interval de planificare operațională, OST evaluează, pe baza propriilor prognoze, dacă serviciile sale tehnologice de sistem pentru puterea reactivă disponibile sunt suficiente pentru a menține siguranța în funcționare a sistemului de transport.
2. Pentru a spori eficiența exploatării elementelor sistemului său de transport, OST monitorizează:
3. capacitățile disponibile de putere reactivă ale instalațiilor de producere a energiei electrice;
4. capacitățile disponibile de putere reactivă ale locurilor de consum racordate la sistemul de transport;
5. capacitățile disponibile de putere reactivă ale OSD;
6. echipamentele racordate la sistemul de transport disponibile pentru furnizarea puterii reactive;
7. raportul dintre puterea activă și puterea reactivă la interfața dintre sistemul de transport și sistemele de distribuție racordate la sistemul de transport.
8. În cazul în care nivelul serviciilor tehnologice de sistem pentru puterea reactivă nu este suficient pentru a menținere siguranței în funcționare, OST:
9. informează OST învecinați;
10. pregătește și activează măsuri de remediere.

**TITLUL VI**

**PROGRAMARE**

**Secțiunea 1**

**Stabilirea proceselor de programare**

1. Când stabilește un proces de programare, OST ține cont de și completează, dacă este cazul, condițiile operaționale ale metodologiei privind datele referitoare la producție și la consum, elaborată în conformitate cu Codul rețelelor electrice privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, aprobat de ANRE.
2. Zona de reglaj a Republicii Moldova constă dintr-o singură zonă de ofertare și o zonă de programare și fiecare dintre ele acoperă întreg teritoriul Republicii Moldova.
3. Pentru fiecare instalație de producere a energiei electrice și loc de consum, care fac obiectul cerințelor de programare stabilite în termenii și condițiile naționale, proprietarul în cauză va desemna un agent de programare sau acționează în calitate de agent de programare.
4. Fiecare participant la piață și agent de transfer, sub rezerva cerințelor de programare stabilite în termenii și condițiile naționale, desemnează un agent de programare sau acționează în calitate de agent de programare.
5. OST care operează o zonă de programare stabilește modalitățile necesare prelucrării programelor furnizate de agenții de programare.

**Secțiunea 2**

**Notificarea programelor în zonele de programare**

1. Fiecare agent de programare, cu excepția agenților de programare ai agenților de transfer, transmit OST care operează zona de programare, dacă acest lucru este solicitat de OST și, după caz, unui terț, următoarele programe:
2. programele de producție;
3. programele de consum;
4. programele pentru schimburile comerciale interne;
5. programele pentru schimburile comerciale externe.
6. Fiecare agent de programare al unui agent de transfer sau, după caz, al unei contrapărți centrale, transmite OST care operează o zonă de programare acoperită de cuplarea pieței, dacă acest lucru este solicitat de OST și, dacă este cazul, unui terț, următoarele programe:
7. programele pentru schimburile comerciale externe ca:
8. schimburi multilaterale între zona de programare și un grup de alte zone de programare;
9. schimburi bilaterale între zona de programare și o altă zonă de programare;
10. programe pentru schimburile comerciale interne între agentul de transfer și contrapărțile centrale;
11. programe pentru schimburile comerciale interne între agentul de transfer și alți agenți de transfer.

**Secțiunea 3**

**Coerența programelor**

1. OST verifică dacă programele de producție, de consum, de schimburi comerciale externe, precum și programele OST externi din zona sa de programare sunt echilibrate.
2. În cazul programelor de schimb cu OST externi, OST convine cu privire la valorile din program cu respectivul OST. În absența unui acord, se aplică valoarea cea mai mică.
3. Pentru schimburile bilaterale între două zone de programare, OST convine asupra programelor de schimburi comerciale externe cu respectivul OST. În absența unui acord cu privire la valorile programelor schimburilor comerciale, se aplică valoarea cea mai mică.
4. OST cu alți OST care operează zone de programare trebuie să verifice dacă toate programele de schimburi cu alte sisteme în capacitate de schimb agregată între zonele de programare din zona sincronă sunt echilibrate. În cazul în care apare o nepotrivire și OST nu cad de acord în privința programului schimburilor cu alte sisteme în capacitate de schimb agregată, se aplică valoarea cea mai mică.
5. Fiecare agent de programare al unui agent de transfer sau, după caz, al unei contrapărți centrale, furnizează OST, la cererea acestora, valorile schimburilor comerciale externe ale fiecărei zone de programare implicate în cuplarea pieței sub formă de programe ale schimburilor cu alte sisteme în capacitate de schimb agregat.
6. Fiecare calculator al schimburilor programate furnizează OST, la cererea acestora, valorile schimburilor comerciale programate aferente zonelor de programare implicate în cuplarea pieței, sub formă de programe ale schimburilor cu alte sisteme în capacitate de schimb agregată, inclusiv ale schimburilor bilaterale dintre două zone de programare.

**Secțiunea 3**

**Furnizarea de informații către alți OST**

1. La cererea altui OST, OST solicitat calculează și furnizează:
   1. programele schimburilor cu alte sisteme în capacitate de schimb agregată;
   2. poziția netă a zonei CA, în cazul în care zona de programare este interconectată cu alte zone de programare prin intermediul liniilor de transport CA.
2. Atunci când este necesar pentru crearea modelului comun de rețea, OST care operează o zonă de programare furnizează oricărui OST solicitant:
3. programele de producție;
4. programele de consum.

**TITLUL VII**

**MEDIUL DE DATE DE PLANIFICARE OPERAȚIONALĂ A ENTSO-E**

1. OST utilizează modelul de rețea comun oficial disponibil în mediul de date de planificare operațională ENTSO-E pentru analiza siguranței în funcționare.
2. OST utilizează cel puțin starea de disponibilitate a activelor relevante și informațiile privind planurile de disponibilitate de pe platforma ENTSO-E.
3. OST utilizează informații relevante pentru realizarea analizelor coordonate a adecvanței de pe platforma ENTSO-E.

**PARTEA A PATRA**

**REGLAJUL FRECVENȚĂ-PUTERE ȘI REZERVELE**

**TITLUL I**

**ACORDURI OPERAȚIONALE**

**Secțiunea 1**

**Acorduri operaționale de zonă sincronă**

1. În termen de 12 luni de la data intrării în vigoare a prezentului Cod, OST cu ceilalți OST din regiunea sincronă elaborează în comun propuneri comune, cu excepția cazului în care au fost deja adoptate sau stabilite pe bază contractuală, pentru:
2. regulile de dimensionare pentru RSF, în conformitate cu Titlul V Secțiunea 1;
3. proprietățile suplimentare ale RSF, în conformitate cu punctul 513;
4. parametrii care definesc calitatea frecvenței și parametrii-țintă pentru calitatea frecvenței, în conformitate cu Titlul II Secțiunea 1;
5. parametrii-țintă pentru abaterea de reglaj la restabilirea frecvenței pentru fiecare bloc RFp, în conformitate cu Titlul II Secțiunea 2;
6. metodologia de evaluare a riscului și a evoluției riscului de epuizare a RSF din zona sincronă, în conformitate cu punctul 422;
7. monitorizarea zonei sincrone, în conformitate cu Titlul II Secțiunea 7;
8. calculul valorii programate a puterii de schimb reglate din poziția netă a zonei CA în zonă cu o perioadă comună de variație a sarcinii pentru calcularea ARZ într-o zonă sincronă cu mai mult de o zonă RFP, în conformitate cu Titlul II Secțiunea 10;
9. dacă este cazul, limitări ale producției de putere activă liniilor de interconexiune HVDC între zonele sincrone, în conformitate cu Titlul II Secțiunea 11;
10. structura RFP, în conformitate cu Titlul III Secțiunea 1;
11. dacă este cazul, metodologia pentru a reduce abaterea timpului electric, în conformitate cu Titlul VIII;
12. ori de câte ori zona sincronă este operată de mai mult de un OST, alocarea specifică a responsabilităților între OST, în conformitate cu Titlul III Secțiunea 3;
13. proceduri operaționale în cazul de epuizare a RSF;
14. proceduri operaționale în vederea reducerii abaterii frecvenței de sistem pentru a readuce starea sistemului la starea normală de funcționare și pentru a limita riscul de intrare în starea de urgență, în conformitate cu punctul 503;
15. rolurile și responsabilitățile OST care implementează un proces de compensare a dezechilibrelor, un proces de activare a RRF transfrontaliere sau un proces de activare a RI transfrontaliere, în conformitate cu punctul 485;
16. cerințe privind disponibilitatea, fiabilitatea și redundanța infrastructurii tehnice, în conformitate cu punctul 492;
17. norme comune pentru operarea în stare normală de funcționare și stare de alertă, în conformitate cu punctul 500 și măsurile menționate la punctul 508;
18. perioada minimă de activare care trebuie asigurata de furnizorii de RSF, în conformitate cu punctul 537;
19. ipotezele și metodologia pentru analiza cost-beneficiu, în conformitate cu punctul 538;
20. limite pentru schimbul de RSF între OST, în conformitate cu punctul 576;
21. rolurile și responsabilitățile OST cu rezerve de racordare, OST receptor al rezervei și OST afectat în ceea ce privește schimbul de RRF și RI, definite în conformitate cu punctul 585;
22. rolurile și responsabilitățile OST care furnizează capacitatea de reglaj, OST care primește capacitatea de reglaj și OST afectat în ceea ce privește partajarea de RRF și RI, definite în conformitate cu punctul 591;
23. rolurile și responsabilitățile OST cu rezerve racordate, OST receptor al rezervei și OST afectat în ceea ce privește schimbul de rezerve între zonele sincrone, precum și ale OST care furnizează capacitatea de reglaj, OST care primește capacitatea de reglaj și OST afectat în ceea ce privește partajarea de rezerve între zonele sincrone, definite în conformitate cu punctul 603;
24. metodologia de stabilirea a unor limite cu privire la amploarea partajării de RSF între zonele sincrone, definită în conformitate cu punctul 620;
25. metodologia de stabilire a unor limite în ceea ce privește amploarea schimbului de RRF între zonele sincrone, definită în conformitate cu punctul 625 și metodologia de a de stabilire a unor limite în ceea ce privește amploarea partajării de RRF între zonele sincrone, definită în conformitate cu punctul 630;
26. metodologia de stabilire a limitelor cantității de RI schimbate între zonele sincrone, definită în conformitate cu punctul 634 și metodologia de stabilire a limitelor cantității de RI partajate între zonele sincrone, definită în conformitate cu punctul 639.

**Secțiunea 2**

**Acorduri operaționale în blocul RFP**

1. În termen de 12 luni de la data intrării în vigoare a prezentului Cod, OST cu ceilalți OST din blocul RFP elaborează în comun propuneri comune, cu excepția cazului în care sunt deja adoptate sau stabilite pe bază contractuală, pentru:
2. în cazul în care blocul RFP constă din mai mult de o zonă RFP, parametrii-țintă ARRF eferenți fiecărei zone RFP, definiți în conformitate cu punctul 416;
3. responsabilul cu monitorizarea blocului RFP, conform punctului 429;
4. restricții de rampă la producția de putere activă, în conformitate cu Titlul II Secțiunea 11;
5. în cazul în care blocul RFP este operat de mai mult de un OST, alocarea specifică a responsabilităților între OST din interiorul blocului RFP, în conformitate cu punctul 447;
6. dacă este cazul, desemnarea OST responsabil pentru sarcinile prevăzute la pucntul 461;
7. cerințe suplimentare privind disponibilitatea, fiabilitatea și redundanța infrastructurii tehnice definite în conformitate cu punctul 493;
8. proceduri operaționale în caz de epuizare a RRF sau RI, în conformitate cu punctul 501;
9. regulile de dimensionare RRF, definite în conformitate cu punctul 541;
10. regulile de dimensionare RI, definite în conformitate cu punctul 558;
11. în cazul în care blocul RFP este operat de mai mult de un OST, alocarea specifică a responsabilităților definite în conformitate cu punctul 543 și, dacă este cazul, alocarea specifică a responsabilităților definite în conformitate cu punctul 562;
12. procedura de escaladare definită în conformitate cu punctul 544 și, dacă este cazul, procedura de escaladare definită în conformitate cu punctul 563;
13. cerințele privind disponibilitatea RRF, cerințele privind controlul de calitate definite în conformitate cu punctul 546 și, dacă este cazul, cerințele privind disponibilitatea RI și cerințele privind controlul de calitate, definite în conformitate cu punctul 565;
14. dacă este cazul, limitele schimbului de RSF între diferite zone RFP din diferitele blocuri RFP din zona sincronă și schimbul de RRF sau RI între zonele RFP ale unui bloc RFP dintr-o zonă sincronă formată din mai mult de un bloc RFP, definite în conformitate cu punctul 576, Titlul VII Capitolul I Secțiunea 5 și Secțiunea 7;
15. rolurile și responsabilitățile OST cu rezerve racordate, OST receptor al rezervei și OST afectat în ceea ce privește schimbul de RRF și/sau RI cu OST din alte blocuri RFP, definite în conformitate cu punctul 590;
16. rolurile și responsabilitățile OST care furnizează capacitatea de reglaj, OST care primește capacitatea de reglaj și OST afectat în ceea ce privește partajarea de RRF și RI, definite în conformitate cu punctul 597;
17. rolurile și responsabilitățile OST care furnizează capacitatea de reglaj, OST care primește capacitatea de reglaj și OST afectat în ceea ce privește partajarea de RRF și RI între zonele sincrone, în conformitate cu punctul 624;
18. măsuri de coordonare care vizează reducerea ARRF, astfel cum sunt definite la punctul 507;
19. măsuri de a reduce ARRF prin solicitarea de modificări ale producției sau consumul de putere activă a unităților generatoare și unităților consumatoare, în conformitate cu punctul 509.
20. OST în coordonare cu alți OST din blocul RFP va transmite metodologiile și condițiile enumerate la punctul 18 subpunctul 7), spre aprobare ANRE și tuturor autorităților de reglementare ale blocului RFP în cauză. În termen de o lună de la aprobarea acestor metodologii și condiții, OST și alți OST din blocul RFP vor încheia sau actualiza acordul operațional pentru blocul RFP care va intra în vigoare în termen de trei luni de la data aprobării metodologiilor și condițiilor.

**Secțiunea 3**

**Acordul privind compensarea dezechilibrelor**

1. În condițiile în care OST participă la procesul de compensare a dezechilibrelor, OST în comun cu respectivii OSTelaborează și utilizează un acord de compensare a dezechilibrelor, care include cel puțin rolurile și responsabilitățile OST, în conformitate cu punctul 486.

**Secțiunea 4**

**Acordul de activare a RRF transfrontaliere**

1. În condițiile în care OST participă la procesul transfrontalier de activare a RRF, OST în comun cu respectivii OST elaborează și utilizează acordul transfrontalier de activare a RRF, care include cel puțin rolurile și responsabilitățile OST, în conformitate cu punctul 486.

**Secțiunea 5**

**Acordul de activare a RI transfrontaliere**

1. În condițiile în care OST participă la procesul transfrontalier de activare a RI, OST în comun cu respectivii OST elaborează și utilizează acordul transfrontalier de activare a RI, care include cel puțin rolurile și responsabilitățile OST, în conformitate cu punctul 486.

**Secțiunea 6**

**Acordul de partajare**

1. În condițiile în care OST participă la procesul de partajare a RSF, RRF sau RI, OST în comun cu respectivii OST, stabilesc un acord de partajare care include cel puțin:
2. în cazul partajării RRF sau RI într-o zonă sincronă, rolurile și responsabilitățile OST care furnizează capacitatea de reglaj, ale OST care primește capacitatea de reglaj și ale OST afectați, în conformitate cu punctul 587; sau
3. în cazul partajării de rezerve între zonele sincrone, rolurile și responsabilitățile OST care furnizează capacitatea de reglaj și ale OST care primește capacitatea de reglaj, în conformitate cu punctul 605, și procedurile în cazul în care partajarea rezervelor între zonele sincrone nu se realizează în timp real, în conformitate cu punctul 610.

**Secțiunea 7**

**Acordul de schimb**

1. În condițiile în care OST participă la schimbul de RSF, RRF sau RI, OST în comun cu respectivii OST, stabilesc un acord de schimb care include cel puțin:
2. în cazul schimbului de RRF sau RI într-o zonă sincronă, rolurile și responsabilitățile OST cu rezerve racordate și OST receptor al rezervei, în conformitate cu punctul 587; sau
3. în cazul schimbului de rezerve între zonele sincrone, rolurile și responsabilitățile OST cu rezerve racordate și OST receptor al rezervei în conformitate cu punctul 605, și procedurile în cazul în care schimbul de rezerve între zonele sincrone nu se realizează în timp real, în conformitate cu punctul 610.

**TITLUL II**

**CALITATEA FRECVENȚEI**

**Secțiunea 1**

**Parametrii care definesc calitatea frecvenței și parametrii-țintă de calitate a frecvenței**

1. Parametrii care definesc calitatea frecvenței în sistemul electroenergetic din Republica Moldova sunt:
2. frecvența nominală;
3. domeniul de frecvență standard;
4. abaterea maximă a frecvenței instantanee;
5. abaterea maximă a frecvenței în regim de staționar;
6. durata de restabilire a frecvenței;
7. timpul de declanșare a stării de alertă.
8. Valoarea nominală a frecvenței în sistemul electroenergetic din Republica Moldova este de 50 Hz.
9. Valorile implicite ale parametrilor care definesc calitatea frecvenței enumerați la punctul 405 sunt stabilite în Anexa nr. 2, referitoare la zona sincronă a Europei Continentale.
10. Parametrul-țintă pentru calitatea frecvenței este numărul maxim de minute în afara domeniului de frecvență standard pe an pentru zona sincronă, iar valoarea sa implicită pentru zona sincronă este stabilită în Anexa nr. 2.
11. Se aplică valorile parametrilor care definesc calitatea frecvenței din Anexa nr. 2 și ale parametrului-țintă pentru calitatea frecvenței din Anexa nr. 2, cu excepția cazului în care OST sau ceilalți OST dintr-o zonă sincronă propun valori diferite în conformitate cu punctele 410 - 412.
12. OST sau ceilalți OST din zona sincronă au dreptul de a propune, în acordul operațional în zona sincronă, valori diferite de cele prevăzute în Anexa nr. 2 cu privire la:
13. timpul de declanșare a stării de alertă;
14. numărul maxim de minute în afara intervalului de frecvență standard.
15. Propunerea de modificare a valorilor conform punctului 410 se bazează pe o evaluare a valorilor înregistrate ale frecvenței sistemului pentru o perioadă de cel puțin un an și pe evoluția zonei sincrone și trebuie să îndeplinească următoarele condiții:
16. propunerea de modificarea a parametrilor care definesc calitatea frecvenței sau a parametrului-țintă pentru calitatea frecvenței din Anexa nr. 2, ia în considerare:
17. dimensiunea sistemului, bazată pe consumul și producția de energie electrică din zona sincronă și pe inerția zonei sincrone;
18. incidentul de referință;
19. structura rețelei și/sau topologia rețelei;
20. comportamentul componentelor de producție și de consum;
21. numărul și răspunsul unităților generatoare cu răspuns limitat la abaterile de frecvență – creșteri de frecvență și cu răspuns limitat la abaterile de frecvență – scăderi de frecvență, așa cum sunt definite în Codul rețelelor electrice privind racordarea la rețelele electrice, aprobate de ANRE;
22. numărul și răspunsul unităților consumatoare care operează cu reglajul frecvenței în sistemele energetice prin variația cererii de energie activat sau cu reglajul foarte rapid al puterii active prin variația cererii de energie activat, astfel cum este definit în Codul rețelelor electrice privind racordarea la rețelele electrice, aprobate de ANRE;
23. capacitățile tehnice ale unităților generatoare și ale unităților consumatoare;
24. OST împreună cu toți OST din zona sincronă vor desfășura o consultare publică cu privire la impactul asupra părților interesate de propunerea de modificare a parametrilor care definesc calitatea frecvenței sau a parametrului-țintă pentru calitatea frecvenței din Anexa nr. 2.
25. OST și ceilalți OST fac tot posibilul să respecte valorile parametrilor care definesc calitatea frecvenței sau ale parametrului-țintă pentru calitatea frecvenței. OST și ceilalți OST verifică îndeplinirea parametrului-țintă pentru calitatea frecvenței cel puțin o dată pe an.

**Secțiunea 2**

**Parametrii-țintă pentru ARRF**

1. OST și ceilalți OST din zona sincronă precizează în acordul operațional de zonă sincronă, valorile domeniului ARRF de nivelul 1 și intervalului ARRF de nivelul 2 pentru fiecare bloc RFP al zonei sincrone cel puțin o dată pe an.
2. OST și ceilalți OST din zona sincronă, dacă sunt formate din mai mult de un bloc RFP, se asigură că valorile domeniului ARRF de nivelul 1 și intervalului ARRF de nivelul 2 din blocurile RFP ale acestor zone sincrone sunt proporționale cu rădăcina pătrată a sumei obligațiilor de RFP inițială ale OST care constituie blocurile RFP, în conformitate cu Titlul V Secțiunea 1.
3. OST și ceilalți OST din zona sincronă fac tot posibilul să respecte următorii parametri-țintă ARRF pentru fiecare bloc RFP din zona sincronă:
   1. numărul de intervale de timp pe an în afara domeniului ARRF de nivel 1 în cadrul unui interval de timp egal cu durata de restabilire a frecvenței trebuie să fie mai mic de 30 % din intervalele de timp ale anului; și
   2. numărul de intervale de timp pe an în afara domeniului ARRF de nivel 2 în cadrul unui interval de timp egal cu durata de restabilire a frecvenței trebuie să fie mai mic de 5 % din intervalele de timp ale anului.
4. În cazul în care un bloc RFP este format din mai mult de o zonă RFP, OST și ceilalți OST ai blocului RFP precizează, în acordul operațional în blocul RFP, valorile parametrilor-țintă pentru ARRF aferente fiecărei zone RFP.
5. OST și ceilalți OST verifică, cel puțin o dată pe an, dacă sunt îndepliniți parametrii-țintă pentru ARRF.

**Secțiunea 3**

**Procesul de aplicare a criteriilor**

1. Procesul de aplicare a criteriilor trebuie să cuprindă:
2. colectarea datelor de evaluare a calității frecvenței;
3. calculul criteriilor de evaluare a calității frecvenței.

**Secțiunea 4**

**Datele pentru evaluarea calității frecvenței**

1. Datele pentru evaluarea calității frecvenței sunt următoarele:
2. pentru zona sincronă:
3. datele referitoare la frecvența instantanee;
4. datele referitoare la abaterea frecvenţei instantanee;
5. pentru fiecare bloc RFP din zona sincronă, datele referitoare la ARRF instantanee.
6. Precizia de măsurare a datelor referitoare la frecvența instantanee și a datelor referitoare la ARRF instantanee, atunci când este măsurată în Hz, trebuie să fie de 1 mHz sau mai bună.

**Secțiunea 5**

**Criteriile de evaluare a calității frecvenței**

1. Criteriile de evaluare a calității frecvenței cuprind:
   1. pentru zona sincronă, în timpul funcționării în stare normală de funcționare sau în stare de alertă în conformitate cu punctele 62 și 63, lunar, pentru datele referitoare la frecvența instantanee:
   2. valoarea medie;
   3. abaterea standard;
   4. percentilele 1, 5, 10, 90, 95 şi 99;
   5. timpul total în care valoarea absolută a abaterii instantanee de frecvență a fost mai mare decât abaterea standard a frecvenței, cu distincție între abaterea negativă și cea pozitivă a frecvenței instantanee;
   6. timpul total în care valoarea absolută a abaterii instantanee de frecvență a fost mai mare decât abaterea maximă a frecvenței instantanee, cu distincție între abaterea negativă și cea pozitivă a frecvenței instantanee;
   7. numărul evenimentelor în care valoarea absolută a abaterii instantanee de frecvență din zona sincronă a depășit 200 % din abaterea standard a frecvenței și abaterea instantanee de frecvență nu a fost readusă la 50 % din abaterea standard a frecvenței pentru zona sincronă, pe durata de restabilire a frecvenței. Datele fac distincția între abaterea de frecvență negativă și cea pozitivă;
   8. pentru fiecare bloc RFP al zonei sincrone în timpul funcționării în stare normală de funcționare sau în stare de alertă în conformitate cu punctele 62 și 63, lunar:
2. pentru un set de date care conține valorile medii ale ARRF din blocul RFP pentru intervale de timp egale cu durata de restabilire a frecvenței:
   * + valoarea medie;
     + abaterea standard,
     + percentilele 1, 5, 10, 90, 95 și 99;
     + numărul intervalelor de timp în care valoarea medie a ARRF s-a aflat în afara domeniului ARRF de nivel 1, cu distincție între ARRF negative și cele pozitive;
     + numărul intervalelor de timp în care valoarea medie a ARRF s-a aflat în afara domeniului ARRF de nivel 2, cu distincție între ARRF negative și cele pozitive;
3. pentru un set de date care conține valorile medii ale ARRF din blocul RFP pentru intervalele de timp cu durata de un minut: numărul evenimentelor, pe lună, în care ARRF a depășit 60 % din capacitatea de rezervă a RRF și nu a fost readusă la 15 % din capacitatea de rezervă a RRF, pe durata de restabilire a frecvenței, cu distincție între ARRF negative și cele pozitive.
4. OST și ceilalți OST precizează în acordul operațional de zonă sincronă, o metodologie comună de evaluare a riscurilor și evoluția riscului de epuizare a RSF în zona sincronă respectivă. Această metodologie se aplică cel puțin o dată pe an și se bazează cel puțin pe datele istorice privind frecvența instantanee a sistemului pentru o perioadă de cel puțin un an. OST și ceilalți OST furnizează datele de intrare necesare pentru această evaluare.

**Secțiunea 6**

**Procesul de colectare și de furnizare a datelor**

1. Procesul de colectare și de furnizare a datelor cuprinde următoarele:
   1. măsurători ale frecvenței sistemului;
   2. calculul datelor de evaluare a calității frecvenței;
   3. furnizarea datelor de evaluare a calității frecvenței pentru procesul de aplicare a criteriilor.
2. Procesul de colectare și de furnizare a datelor se implementează de către responsabilul cu monitorizarea zonei sincrone, desemnat în conformitate cu Secțiunea 7.

**Secțiunea 7**

**Responsabilul cu monitorizarea zonei sincrone**

1. OST și ceilalți OST, desemnează un OST din acea zonă sincronă, în acordul operațional de zonă sincronă ca responsabil cu monitorizarea zonei sincrone.
2. Responsabilul cu monitorizarea zonei sincrone implementează procesul de colectare și de furnizare a datelor din zona sincronă menționat în Secțiunea 6.
3. Responsabilul cu monitorizarea zonei sincrone implementează procesul de aplicare a criteriilor menționate în Secțiunea 3.
4. Responsabilul cu monitorizarea zonei sincrone colectează datele pentru evaluarea calității frecvenței din zona sa sincronă și efectuează procesul de aplicare a criteriilor, inclusiv calculul criteriilor de evaluare a calității frecvenței, o dată la 3 luni și în termen de 3 luni de la sfârșitul perioadei analizate.

**Secțiunea 8**

**Responsabilul cu monitorizarea blocului RFP**

1. OST și ceilalți OST dintr-un bloc RFP desemnează, în acordul operațional al blocului RFP, un OST din blocul RFP respectiv ca responsabil cu monitorizarea blocului RFP.
2. Responsabilul cu monitorizarea blocului RFP colectează datele pentru evaluarea calității frecvenței din blocul RFP în conformitate cu procesul de aplicare a criteriilor menționat în Secțiunea 3.
3. OST, ca parte a unei zone RFP, furnizează responsabilului cu monitorizarea blocului RFP valorile măsurate din zona RFP necesare în vederea colectării datelor pentru evaluarea calității frecvenței din blocul RFP.
4. Responsabilul cu monitorizarea blocului RFP furnizează datele pentru evaluarea calității frecvenței din blocul său RFP și din zona sa RFP o dată la 3 luni și în termen de 2 luni de la sfârșitul perioadei analizate.

**Secțiunea 9**

**Informații referitoare la comportamentul componentelor de producție și de consum**

1. În conformitate cu Partea a Doua Titlul II Capitolul I Secțiunea 1, OST are dreptul de a solicita de la URS informațiile necesare pentru a monitoriza comportamentul componentelor de consum și de producție legat de dezechilibre. Aceste informații pot cuprinde:
2. valoarea de referință a puterii active cu marcă de timp pentru operarea în timp real și în viitor;
3. producția totală de putere activă cu marcă de timp.

**Secțiunea 10**

**Perioada de variație a sarcinii din zona sincronă**

1. OST și ceilalți OST din zona sincronă cu mai mult de o zonă RFP precizează, în acordul operațional de zonă sincronă, o perioadă de variație a sarcinii comună a programelor schimburilor cu alte sisteme în capacitate de schimb agregată între zonele de RFP din zona sincronă. Calculul valorii programate a puterii de schimb reglate din poziția netă a zonei CA pentru calculul ARZ se realizează cu perioada de variație a sarcinii comună.

**Secțiunea 11**

**Limitări de rampă pentru producția de putere activă**

1. OST și ceilalți OST ai unui bloc RFP au dreptul de a stabili, în acordul operațional în blocul RFP, următoarele măsuri pentru a sprijini îndeplinirea parametrului-țintă pentru ARRF al blocului RFP și pentru a reduce abaterile de frecvență deterministe, ținând cont de limitările tehnologice ale unităților generatoare și ale unităților consumatoare:
2. obligații privind perioadele de variație a sarcinii și/sau viteza maximă de variație a sarcinii la unitățile generatoare și/sau la unitățile consumatoare;
3. obligații privind timpii individuali de pornire a rampei la unitățile generatoare și/sau la unitățile consumatoare din blocul RFP;
4. coordonarea rampei între unitățile generatoare, unitățile consumatoare și consumul de putere activă în interiorul blocului RFP.

**Secțiunea 12**

**Atenuare**

1. În cazul în care valorile calculate pentru o perioadă de un an calendaristic cu privire la parametrii-țintă pentru calitatea frecvenței sau la parametrii-țintă pentru ARRF se situează în afara țintelor stabilite pentru zona sincronă sau blocul RFP, OST și ceilalți OST din zona sincronă sau din blocul RFP relevant au următoarele obligații:
2. să analizeze dacă parametrii-țintă pentru calitatea frecvenței sau parametrii-țintă pentru ARRF se mențin în afara țintelor stabilite pentru zona sincronă sau blocul RFP și, în cazul în care există un risc justificat ca acest lucru să se întâmple, să analizeze cauzele și să elaboreze recomandări;
3. să elaboreze măsuri de atenuare, pentru a asigura îndeplinirea, în viitor, a obiectivelor pentru zona sincronă sau blocul RFP.

**TITLUL III**

**STRUCTURA REGLAJULUI FRECVENȚĂ-PUTERE**

**Secțiunea 1**

**Structura de bază**

1. OST și alți OST din zona sincronă specifică structura reglajului frecvență-putere pentru zona sincronă în acordul operațional de zonă sincronă. OST este responsabil pentru punerea în aplicare a structurii reglajului frecvență-putere din zona sa sincronă și operează în conformitate cu aceasta.
2. Structura reglajului frecvență-putere din zona sincronă include:
3. o structură de activare a procesului, în conformitate cu Secțiunea 2;
4. o structură de responsabilitate a procesului, în conformitate cu Secțiunea 3.

**Secțiunea 2**

**Structura de activare a procesului**

1. Structura de activare a procesului include:
2. un PSF, în conformitate cu Secțiunea 4;
3. un PRF, în conformitate cu Secțiunea 5;
4. pentru zona sincronă, un proces de ajustare a timpului, în conformitate cu Titlul VIII.
5. Structura de activare a procesului poate include:
6. un PIR, în conformitate cu Secțiunea 6;
7. un proces de compensare a dezechilibrului, în conformitate cu Secțiunea 8;
8. un proces de activare a RRF transfrontaliere, în conformitate cu Secțiunea 9;
9. un proces de activare a RI transfrontaliere, în conformitate cu Secțiunea 10.

**Secțiunea 3**

**Structura de responsabilitate a procesului**

1. Atunci cînd specifică structura de responsabilitate a procesului, OST și alți OST din zona sincronă trebuie să ia în considerare cel puțin următoarele criterii:
2. dimensiunea și inerția totală, inclusiv inerția artificială, a zonei sincrone;
3. structura rețelei și/sau topologia rețelei;
4. comportamentul componentelor de consum și de producție, precum și comportamentul HVDC.
5. OST și alți OST din zona sincronă, asigură împreună stabilirea blocurilor RFP, care să respecte următoarele cerințe:
6. o zonă de monitorizare corespunde unei singure zone RFP sau face parte dintr-o singură zonă RFP;
7. o zonă RFP corespunde unui singur bloc RFP sau face parte dintr-un singur bloc RFP;
8. un bloc RFP corespunde unei singure zone sincrone sau face parte dintr-o singură zonă sincronă;
9. fiecare element de rețea face parte dintr-o singură zonă de monitorizare, dintr-o singură zonă RFP și dintr-un singur bloc RFP.
10. OST și ceilalți OST din fiecare zonă de monitorizare trebuie să calculeze și să monitorizeze în mod continuu transferul de putere activă în timp real în zona de monitorizare.
11. În zona sa de reglaj, OST:
12. monitorizează în permanență ARRF din zona RFP;
13. implementează și operează un PRF pentru zona RFP;
14. fac tot posibilul în vederea îndeplinirii parametrilor-țintă pentru ARRF din zona RFP, potrivit dispozițiilor Titlului II Secțiunea 2;
15. au dreptul de a implementa una sau mai multe dintre procesele menționate la punctul 440.
16. OST și alți OST din blocul RFP:
17. fac tot posibilul în vederea îndeplinirii parametrilor-țintă pentru ARRF din blocul RFP, așa cum sunt definiți în Titlul II Secțiunea 2;
18. respectă regulile de dimensionare a RRF în conformitate cu articolul 157 și regulile de dimensionare a RI, în conformitate cu Titlul VI Secțiunea 4.
19. OST și alți OST din zona sincronă:
20. implementează și operează un PSF în zona sincronă;
21. respectă regulile de dimensionare a RSF, în conformitate cu Titlul V Secțiunea 1;
22. fac tot posibilul în vederea îndeplinirii parametrilor-țintă pentru calitatea frecvențe, în conformitate cu Titlul II Secțiunea 1.
23. OST și alți OST din blocul RFP precizează, în acordul operațional de zonă RFP, repartizarea responsabilităților între OST-urile din zona RFP pentru respectarea obligațiilor prevăzute la punctul 444.
24. OST și alți OST din zona sincronă specifică în acordul operațional pentru zona sincronă alocarea responsabilităților între OST-urile din zona sincronă pentru implementarea obligațiilor prevăzute la punctul 445.
25. OST și alți OST conectați prin linii de interconexiune au dreptul de a forma un bloc RFP dacă sunt îndeplinite cerințele pentru blocul RFP prevăzute la punctul 445.

**Secțiunea 4**

**Procesul de stabilizare a frecvenței**

1. Obiectivul de reglaj al PSF este stabilizarea frecvenței sistemului prin activarea RSF.
2. Caracteristica generală a activării RSF într-o zonă sincronă reflectă o scădere monotonă a activării RSF ca funcție a abaterii de frecvență.

**Secțiunea 5**

**Procesul de restabilire a frecvenței**

1. Obiectivul de reglaj al PRF este:
2. reglarea ARRF spre valoarea zero pe durata de restabilire a frecvenței;
3. să înlocuiască treptat RSF activate prin activarea RRF în conformitate cu Secțiunea 7.
4. ARRF este:
   1. ARZ unei zone RFP , în cazul în care există mai multe zone RFP într-o zonă sincronă; sau;
   2. abaterea de frecvență, atunci când o zonă RFP corespunde blocului RFP și zonei sincrone.
5. ARZ unei zone RFP se calculează ca fiind suma dintre produsul factorului K al zonei RFP și abaterea frecvenței, plus diferența dintre:
6. fluxul total de putere activă la linia de interconexiune și la linia de interconexiune virtuală;
7. valoarea programată a puterii de schimb reglate, în conformitate cu Titlul II Secțiunea 10.

**Secțiunea 6**

**Procesul de înlocuire a rezervelor**

1. Obiectivul de reglaj al PIR trebuie să îndeplinească cel puțin unul dintre următoarele obiective prin activarea RI:
2. restabilirea treptată a RRF activate;
3. susținerea activării RRF.
4. PIR se operează prin instrucțiunile de activare manuală a RI în vederea îndeplinirii obiectivului de reglaj, în conformitate cu punctul 455.

**Secțiunea 7**

**Procesul de restabilire manuală și automată a frecvenței**

1. OST implementează un proces automat de restabilire a frecvenței („aPRF”) și un proces manual de restabilire a frecvenței („mPRF”).
2. OST și alți OST din blocul RFP stabilesc o procedură pentru implementarea unui mPRF în acordul operațional al blocului RFP.
3. aPRF trebuie operat în mod buclă închisă atunci când ARRF reprezintă valoarea de intrare și valoarea de referință pentru activarea RRF automate reprezintă valoarea de ieșire. Valoarea de referință pentru activarea RRF automate se calculează de către un singur regulator central frecvență-putere de schimb, operat de un OST în zona sa RFP. Regulatorul central frecvență-putere:
4. este un regulator automat conceput să reducă ARRF la zero;
5. are un comportament proporţional-integral;
6. are un algoritm de reglaj care împiedică termenul integral al unui regulator proporțional-integral să acumuleze abaterea de reglaj și să depășească domeniul de reglaj;
7. are funcționalități pentru modurile operaționale extraordinare în cazul funcționării în starea de alertă și în cea de urgență.
8. mPRF se operează prin instrucțiunile de activare manuală a RRF în vederea îndeplinirii obiectivului de reglaj, în conformitate cu punctul 452.
9. Pe lângă implementarea aPRF în zonele RFP, toți OST ai unui bloc RFP care este format din mai multe zone RFP au dreptul de a desemna un OST al blocului RFP, în acordul operațional în blocul RFP, care:
10. să calculeze și să monitorizeze ARRF din întregul bloc RFP;
11. să ia în considerare ARRF din întregul bloc RFP la calculul valorii de referință pentru activarea ARRF, în conformitate cu punctul 454, în plus față de ARRF din zona RFP.

**Secțiunea 8**

**Procesul de compensare a dezechilibrelor**

1. Obiectivul de reglaj al procesului de compensare a dezechilibrelor vizează reducerea cantității de activări simultane a RRF contrare în diverse zone RFP participante prin transferul de putere la compensarea dezechilibrelor.
2. OST din blocul RFP are dreptul de a implementa procesul de compensare a dezechilibrelor pentru zonele RFP din același bloc RFP, între blocuri RFP diferite sau între diferite zone sincrone, prin încheierea unui acord de compensare a dezechilibrelor.
3. OST din blocul RFP implementează procesul de compensare a dezechilibrelor în așa fel încât să nu afecteze:
4. stabilitatea PRF din zona sincronă sau zonele sincrone implicate în procesul de compensare a dezechilibrelor;
5. stabilitatea PRF și PIR din fiecare zonă RFP operată de OST participant sau afectat;
6. siguranța în funcționare.
7. OST implementează transferul de putere la compensarea dezechilibrelor între zonele RFP ale unei zone sincrone în cel puțin una dintre următoarele modalități:
8. prin definirea fluxurilor de putere activă pe o linie de interconexiune virtuală care va fi inclusă în calculul ARRF;
9. prin ajustarea fluxurilor de putere activă prin liniile de interconexiune HVDC.
10. OST implementează transferul de putere la compensarea dezechilibrelor astfel încât să nu se depășească cantitatea reală a RRF activate, necesară pentru reglarea la zero a ARRF din respectiva zonă RFP, fără transfer de putere la compensarea dezechilibrelor.
11. Toți OST care participă la același proces de compensare a dezechilibrelor se asigură că suma tuturor transferurilor de putere la compensarea dezechilibrelor este egală cu zero.
12. Procesul de compensare a dezechilibrelor trebuie să includă un mecanism de rezervă care să asigure că transferul de putere la compensarea dezechilibrelor din fiecare zonă RFP este zero sau este limitat la o valoare la care poate fi garantată siguranța în funcționare.
13. În blocul RFP în care capacitatea de rezervă din RRF, precum și capacitatea de rezervă din RI se calculează pe baza dezechilibrelor din blocul RFP, toți OST din același bloc RFP implementează un proces de compensare a dezechilibrelor și transferă cantitatea maximă de putere pentru compensarea dezechilibrelor potrivit definiției de la punctul 466, dintre și către alte zone RFP din același bloc RFP.
14. În cazul în care se implementează un proces de compensare a dezechilibrelor pentru zone RFP din zone sincrone diferite, toți OST transferă cantitatea maximă de putere pentru compensarea dezechilibrelor potrivit definiției de la punctul 466 dinspre și către alți OST din aceeași zonă sincronă care participă la respectivul proces de compensare a dezechilibrelor.
15. În cazul în care se implementează un proces de compensare a dezechilibrelor pentru zone RFP care nu fac parte din același bloc RFP, toți OST din blocurile RFP implicate respectă obligațiile prevăzute la punctul 445, indiferent de transferul de putere la compensarea dezechilibrelor.

**Secțiunea 9**

**Procesul de activare a RRF transfrontaliere**

1. Obiectivul de reglaj al procesului de activare a RRF transfrontaliere este acela de a permite unui OST să efectueze PRF prin transferul de putere la restabilirea frecvenței între zonele RFP.
2. OST are dreptul de a pune în aplicare procesul de activare a RRF transfrontaliere în zonele RFP din același bloc RFP, între diferite blocuri de RFP sau între diferite zone sincrone prin încheierea unui acord de activare a RRF transfrontaliere.
3. OST implementează procesul de activare a RRF transfrontaliere în așa fel încât acesta să nu afecteze:
4. stabilitatea PRF din zona sincronă sau din zonele sincrone implicate în procesul de activare a RRF transfrontaliere;
5. stabilitatea PRF și PIR din fiecare zonă RFP operată de OST participant sau afectat;
6. siguranța în funcționare.
7. OST implementează transferul de putere la restabilirea frecvenței între zonele RFP din zona sincronă printr-una dintre următoarele modalități:
8. definirea unui flux de putere activă pe o linie de interconexiune virtuală care este inclusă în calculul ARRF în cazul în care activarea RRF se face automat;
9. adaptarea unei valori programate a puterii de schimb reglate sau definirea unui flux de putere activă pe o linie de interconexiune virtuală între zonele RFP în care activarea RRF se face manual.
10. Toți OST care participă la același proces de activare a RRF transfrontaliere se asigură că suma tuturor transferurilor de putere la restabilirea frecvenței este egală cu zero.
11. Procesul de activare a RRF transfrontaliere trebuie să includă un mecanism de rezervă care să asigure că transferul de putere la restabilirea frecvenței din fiecare zonă RFP este zero sau este limitat la o valoare la care poate fi garantată siguranța în funcționare.

**Secțiunea 10**

**Procesul de activare a RI transfrontaliere**

1. Obiectivul de reglaj al procesului de activare a RI transfrontaliere este acela de a permite unui OST să efectueze PIR prin valoarea programată a puterii de schimb reglate între zonele RFP.
2. OST are dreptul de a implementa procesul de activare a RI transfrontaliere în zonele RFP din același bloc RFP, între blocuri RFP diferite sau între zone sincrone diferite prin încheierea unui acord de activare a RI transfrontaliere.
3. OST și ceilalți OST din blocul RFP implementează procesul de activare a RI transfrontaliere în așa fel încât acesta să nu afecteze:
4. stabilitatea PRF din zona sincronă sau din zonele sincrone implicate în procesul de activare a RI transfrontaliere;
5. stabilitatea PRF și PIR din fiecare zonă RFP operată de OST participant sau afectat;
6. siguranța în funcționare.
7. OST și alți OST din blocul RFP implementează valoarea programată a puterii de schimb reglate între zonele RFP din zona sincronă prin cel puțin una dintre următoarele modalități:
8. stabilirea fluxurilor de putere activă pe o linie de interconexiune virtuală care este inclusă în calculul ARRF; sau
9. ajustarea unei valori programate a puterii de schimb reglate.
10. Toți OST care participă la același proces de activare a RI transfrontaliere se asigură că suma tuturor valorilor programate ale puterii de schimb reglate este egală cu zero.
11. Procesul de activare a RI transfrontaliere trebuie să includă un mecanism de rezervă care să asigure că valoarea programată a puterii de schimb reglate din fiecare zonă RFP este zero sau este limitată la o valoare la care poate fi garantată siguranța în funcționare.

**Secțiunea 11**

**Cerințe generale pentru procesele de reglaj transfrontaliere**

1. OST care participă la schimbul sau partajarea de RRF sau RI implementează un proces de activare a RRF sau RI transfrontaliere, după caz.
2. Toți OST dintr-o zonă sincronă precizează, în acordul operațional de zonă sincronă, rolurile și responsabilitățile OST care implementează un proces de compensare a dezechilibrelor, un proces de activare a RRF transfrontaliere sau un proces de activare a RI transfrontaliere între zone RFP din blocuri RFP diferite sau din zone sincrone diferite.
3. Toți OST care participă la același proces de compensare a dezechilibrelor, la același proces de activare a RRF transfrontaliere sau la același proces de activare a RI transfrontaliere precizează în acordurile respective rolurile și responsabilitățile OST, inclusiv:
4. furnizarea tuturor datelor de intrare necesare pentru:
5. calculul transferului de putere în ceea ce privește limitele siguranței în funcționare; și
6. efectuarea analizei siguranței în funcționare în timp real de către OST participanți și OST afectați;
7. responsabilitatea calculului transferului de putere;
8. implementarea unor proceduri operaționale pentru a asigura siguranța în funcționare.
9. Fără a aduce atingere dispozițiilor punctelor 469 - 471 și ca parte a acordurilor menționate la Titlul I, Secțiunea 3 până la Secțiunea 5, toți OST care participă la același proces de compensare a dezechilibrelor, la același proces de activare a RRF transfrontaliere sau la același proces de activare a RI transfrontaliere au dreptul de a preciza o abordare secvențială pentru calculul transferului de putere. Calculul secvențial al transferului de putere permite oricărui grup de OST care operează zone RFP sau blocuri RFP racordate prin linii de interconexiune să transfere între ei putere pentru compensarea dezechilibrului, pentru restabilirea frecvenței sau pentru rezerva de înlocuire înainte de a efectua un transfer dinspre și către alți OST.

**Secțiunea 12**

**Notificarea OST**

1. În cazul în care OST intenționează să își exercite dreptul de a implementa un proces de compensare a dezechilibrelor, un proces de activare a RRF transfrontaliere, un proces de activare a RI transfrontaliere, un proces de schimb de rezerve ori un proces de partajare a rezervelor trebuie să notifice tuturor celorlalți OST din aceeași zonă, cu trei luni înainte de a-și exercita acest drept, următoarele elemente:
   1. OST implicați;
   2. cantitatea preconizată de putere transferată din cauza procesului de compensare a dezechilibrelor, a procesului de activare a RRF transfrontaliere sau a procesului de activare a RI transfrontaliere;
   3. tipul rezervei și cantitatea maximă de putere transferată sau de rezerve partajate;
   4. intervalul de timp pentru schimbul sau partajarea de rezerve.
2. În cazul în care se implementează un proces de compensare a dezechilibrelor, un proces de activare a RRF transfrontaliere sau un proces de activare a RI transfrontaliere pentru zone RFP care nu fac parte din același bloc RFP, fiecare OST din zona sincronă în cauză are dreptul să se declare OST afectat tuturor OST din zona sincronă, pe baza unei analize a siguranței în funcționare și în termen de o lună de la data primirii notificării în conformitate cu punctul 488.
3. OST afectat are dreptul:
4. de a solicita furnizarea valorilor în timp real ale transferului de putere la compensarea dezechilibrului, ale transferului de putere la restabilirea frecvenței și ale valorii programate a puterii de schimb reglate, necesare pentru analiza siguranței în funcționare în timp real;
5. de a solicita implementarea unei proceduri operaționale care să permită OST afectat să stabilească limite pentru transferul de putere la compensarea dezechilibrelor, transferul de putere la restabilirea frecvenței și valoarea programată a puterii de schimb reglate între zonele RFP respective, pe baza analizei siguranței în funcționare în timp real.

**Secțiunea 13**

**Infrastructură**

1. OST evaluează necesarul de infrastructură tehnică pentru implementarea și operarea proceselor menționate în Secțiunea 2 și considerate de importanță critică în conformitate cu planul de securitate menționat în Partea a Doua Titlul I Capitolul I Secțiunea 9.
2. Toți OST dintr-o zonă sincronă specifică, în acordul operațional de zonă sincronă, cerințele minime privind disponibilitatea, fiabilitatea și redundanța infrastructurii tehnice menționate la punctul 491, inclusiv:
3. acuratețea, rezoluția, disponibilitatea și redundanța valorilor măsurate, ale fluxurilor de putere activă și ale liniilor de interconexiune virtuale;
4. disponibilitatea și redundanța sistemelor de comandă digitală;
5. disponibilitatea și redundanța sistemelor infrastructurii de comunicații;
6. protocoale de comunicație.
7. Toți OST dintr-un bloc RFP stabilesc cerințe suplimentare privind disponibilitatea, fiabilitatea și redundanța infrastructurii tehnice în acordul operațional în blocul RFP.
8. Fiecare OST din zona RFP:
9. asigură un nivel suficient de calitate și disponibilitate al calculului ARRF; efectuează monitorizarea în timp real a calității calculului ARRF; ia măsuri în caz de calcul eronat al ARRF;
10. în cazul în care ARRF este determinată de ARZ, efectuează o monitorizare ex-post a calității calculului ARRF prin compararea ARRF cu valorile de referință, cel puțin o dată pe an.

**TITLUL IV**

**OPERAREA REGLAJULUI FRECVENȚĂ-PUTERE**

**Secțiunea 1**

**Stările sistemului legate de frecvența sistemului**

1. OST gestionează zona de reglaj cu rezerve suficiente crescătoare sau descrescătoare de putere activă, care pot include rezerve partajate sau schimbate, pentru a face față dezechilibrelor dintre cerere și ofertă din zona sa de reglaj. În vederea atingerii calității necesare a frecvenței în zona sincronă, OST reglează ARRF, astfel cum este definit în Titlul III Secțiunea 5, în cooperare cu toți OST din aceeași zonă sincronă.
2. OST monitorizează aproape în timp real programele de producție și de schimb, fluxurile de putere, injecțiile în punctele nodale și retragerile din punctele nodale, precum și alți parametri din zona sa de reglaj care sunt relevanți pentru anticiparea unui risc de abatere de frecvență și ia, în coordonare cu alți OST din zona sa sincronă, măsuri pentru a limita efectele negative ale acestora asupra echilibrului dintre producție și consum.
3. Toți OST din zona sincronă specifică un schimb de date în timp real, în conformitate cu Partea a Doua Titlul II Capitolul II Secțiunea 2, care include:
4. starea sistemului în cazul sistemului de transport, în conformitate cu Partea a Doua Titlul I Capitolul I Secțiunea 1;
5. datele de măsurare în timp real a ARRF din blocurile RFP și din zonele RFP din zona sincronă.
6. Responsabilul cu monitorizarea zonei sincrone stabilește starea sistemului în ceea ce privește frecvența sistemului, în conformitate cu punctele 62 și 63.
7. Responsabilul cu monitorizarea zonei sincrone se asigură că toți OST din toate zonele sincrone sunt informați în cazul în care abaterea frecvenței sistemului îndeplinește unul dintre criteriile pentru starea de alertă menționate în Partea a Doua Titlul I Capitolul I Secțiunea 1.
8. OST și alți OST ai unei zone sincrone definesc, în acordul operațional de zonă sincronă, normele comune pentru operarea reglajului frecvență-putere și în starea normală de funcționare și în starea de alertă.
9. OST și alți OST dintr-un bloc RFP precizează procedurile operaționale pentru cazurile de epuizare a RRF sau RI în acordul operațional în blocul RFP. În aceste proceduri operaționale, OST dintr-un bloc RFP au dreptul de a solicita modificări ale producției sau consumului de putere activă al unităților generatoare și al unităților consumatoare.
10. OST și alți OST dintr-un bloc RFP întreprind măsuri să evite ARRF care durează mai mult decât durata de restabilire a frecvenței.
11. OST și ceilalți OST ai unei zone sincrone stabilesc, în acordul operațional de zonă sincronă, procedurile operaționale pentru starea de alertă cauzată de încălcarea limitelor de frecvență a sistemului. Procedurile operaționale vizează reducerea abaterii de frecvență din sistem pentru readucerea stării sistemului la starea normală de funcționare și pentru limitarea riscului de intrare în starea de urgență. Procedurile operaționale includ dreptul OST de a devia de la obligațiile prevăzute la punctul 452.
12. Dacă sistemul este în stare de alertă din cauza rezervelor insuficiente de putere activă, în conformitate cu Partea a Doua Titlul I Capitolul I, Secțiunea 1, OST din blocurile RFP în cauză, în strânsă cooperare cu alți OST din zona sincronă și cu OST din alte zone sincrone, iau măsuri pentru a restabili și înlocui nivelurile necesare ale rezervelor de putere activă. În acest scop, OST dintr-un bloc RFP au dreptul de a solicita modificări ale producției sau consumului de putere activă al unităților generatoare sau al unităților consumatoare din zona lor de reglaj pentru a reduce sau pentru a elimina încălcarea cerințelor privind rezerva de putere activă.
13. Dacă media de 1 minut a ARRF dintr-un bloc RFP se situează peste domeniul ARRF de nivel 2 cel puțin pe durata necesară restabilirii frecvenței și atunci când OST dintr-un bloc RFP nu preconizează că ARRF va fi redusă suficient prin luarea măsurilor de la punctul 508, OST au dreptul de a solicita modificări ale producției sau consumului de putere activă al unităților generatoare sau al unităților consumatoare din zonele lor respective pentru a reduce ARRF, așa cum este specificat la punctul 509.
14. Pentru zona sincronă, unde ARRF dintr-un bloc RFP depășește 25 % din incidentul de referință al zonei sincrone timp de mai mult de 30 de minute consecutive și în cazul în care OST din acel bloc RFP nu preconizează că pot reduce în mod corespunzător ARRF prin măsurile luate în temeiul punctului 508, OST solicită modificări ale producției sau consumului de putere activă al unităților generatoare sau al unităților consumatoare din zonele lor respective pentru a reduce ARRF, așa cum se specifică la punctul 509.
15. Responsabilul cu monitorizarea blocului RFP este responsabil să identifice orice încălcare a limitelor de la punctele 505 și 506 și:
16. informează ceilalți OST din blocul RFP; și
17. împreună cu OST ai blocului RFP, implementează măsuri coordonate în vederea reducerii ARRF, care trebuie specificate în acordul operațional în blocul RFP.
18. Pentru cazurile menționate la punctele 504 - 506, toți OST din fiecare zonă sincronă precizează, în acordul operațional de zonă sincronă, măsurile care permit OST dintr-un bloc RFP să reducă în mod activ abaterea de frecvență prin activarea transfrontalieră a rezervelor. În cazurile menționate la punctele 504 - 506, OST din zona sincronă fac tot posibilul pentru a permite OST din blocul RFP în cauză să își reducă ARRF.
19. OST dintr-un bloc RFP, în acordul operațional în blocul RFP, măsurile pentru reducerea ARRF prin modificări ale producției sau consumului de putere activă al unităților generatoare sau al unităților consumatoare din zonele lor.

**TITLUL V**

**REZERVE PENTRU STABILIZAREA FRECVENȚEI**

**Secțiunea 1**

**Dimensionarea RSF**

1. OST și alți OST din zona sincronă stabilesc, cel puțin anual, capacitatea de rezervă necesară pentru RSF în zona sincronă și obligația de RSF inițială a fiecărui OST, în conformitate cu punctul 511.
2. OST și alți OST din zona sincronă specifică regulile de dimensionare în acordul operațional de zonă sincronă în conformitate cu următoarele criterii:
3. capacitatea de rezervă pentru RSF necesare pentru zona sincronă acoperă cel puțin incidentul de referință și, pentru zona sincronă, rezultatele abordării de dimensionare probabilistică pentru RSF efectuate conform subpunctului 3);
4. dimensiunea incidentului de referință, care este de 3 000 MW în direcție pozitivă și de 3 000 MW în direcție negativă;
5. pentru zona sincronă, OST și alți OST din zona sincronă au dreptul de a defini o abordare bazată pe dimensionarea probabilistică pentru RSF luând în calcul modelul de consum, modelul de producție și inerția, inclusiv inerția artificială, precum și mijloacele disponibile pentru desfășurarea inerției minime în timp real în conformitate cu metodologia menționată în Partea a Doua Titlul I Capitolul VI Secțiunea 3, cu scopul de a reduce probabilitatea apariției RSF insuficiente o dată la 20 de ani sau mai rar;
6. cotele de capacitate de rezervă pe RSF necesare pentru fiecare OST ca obligație de RSF inițială se bazează pe suma producției nete și consumului net din zona sa de reglaj, împărțită la suma producției nete și consumului net din zona sincronă pe o perioadă de 1 an.

**Secțiunea 2**

**Cerințe tehnice minime pentru RSF**

1. Fiecare OST cu rezerve racordate se asigură că RSF au proprietățile enumerate pentru zona sa sincronă, în anexa nr. 3.
2. OST și ceilalți OST ai unei zone sincrone au dreptul de a specifica, în acordul operațional de zonă sincronă, proprietăți comune suplimentare ale RSF necesare pentru a asigura siguranța în funcționare în zona sincronă, prin intermediul unui set de parametri tehnici și în intervalele prevăzute în Codul rețelelor electrice privind racordarea la rețelele electrice, aprobate de ANRE. Aceste proprietăți comune suplimentare ale RSF trebuie să ia în considerare capacitatea instalată, structura și modelul de consum și de producție din zona sincronă. OST trebuie să aplice o perioadă de tranziție pentru introducerea de proprietăți suplimentare, definită în urma unei consultări cu furnizorii de RSF afectați.
3. OST cu rezerve racordate are dreptul de a stabili cerințe suplimentare pentru grupurile furnizoare de RSF în intervalele stabilite în Codul rețelelor electrice privind racordarea la rețelele electrice, aprobate de ANRE, pentru a asigura siguranța în funcționare. Aceste cerințe suplimentare trebuie să se bazeze pe motive tehnice, cum ar fi distribuția geografică a unităților generatoare sau a unităților consumatoare care aparțin unui grup furnizor de RSF. Furnizorul de RSF se asigură că este posibilă monitorizarea activării RSF la unitățile furnizoare de RSF din cadrul unui grup furnizor de rezerve.
4. OST cu rezerve racordate are dreptul de a exclude grupurile furnizoare de RSF de la furnizarea RSF pentru a asigura siguranța în funcționare. Această excludere trebuie să se bazeze pe motive tehnice, cum ar fi distribuția geografică a unităților generatoare sau a unităților consumatoare care aparțin unui grup furnizor de RSF.
5. Fiecare unitate furnizoare de RSF și fiecare grup furnizor de RSF trebuie să aibă un singur OST cu rezerve racordate.
6. Fiecare unitate furnizoare de RSF și fiecare grup furnizor de RSF trebuie să respecte proprietățile cerute pentru RSF în anexa nr. 3 și orice alte proprietăți sau cerințe suplimentare specificate în conformitate cu punctele 513 și 514 și activează RSF convenite prin intermediul unui regulator proporțional care reacționează la abateri de frecvență sau, alternativ, care este bazat pe o funcție monotonă hibridă pe intervale cu caracteristica putere-frecvență liniară în cazul RSF activate prin releu. Aceștia trebuie să poată activa RSF în domeniile de frecvență specificate în Codul rețelelor electrice privind racordarea la rețelele electrice, aprobate de ANRE.
7. Fiecare OST din zona sincrona EC se asigură că reacția combinată a RSF dintr-o zonă RSP respectă următoarele cerințe:
8. activarea RSF nu este întârziată artificial și începe cât de curând posibil după o abatere de frecvență;
9. în cazul unei abateri de frecvență mai mare sau egală cu 200 mHz, cel puțin 50 % din capacitatea totală RSF se furnizează după cel mult 15 secunde;
10. în cazul unei abateri de frecvență mai mare sau egală cu 200 mHz, 100 % din capacitatea totală RSF se furnizează după cel mult 30 de secunde;
11. în cazul unei abateri de frecvență mai mare sau egală cu 200 mHz, activarea capacității totale RSF crește cel puțin liniar de la 15 la 30 de secunde;
12. 5) în cazul unei abateri de frecvență mai mică de 200 mHz, capacitatea FR activată aferentă trebuie să fie cel puțin proporțională cu același comportament în timp menționat la subpunctele 1)-4).
13. Fiecare OST cu rezerve racordate își monitorizează contribuția la PRF și activarea RSF în ceea ce privește RSF obligatorie, inclusiv unitățile furnizoare de RSF și grupurile furnizoare de RSF. Fiecare furnizor de RSF pune la dispoziția OST cu rezerve racordate, pentru fiecare dintre unitățile sale furnizoare de RSF și grupurile sale furnizoare de RSF, cel puțin următoarele informații:
14. statutul cu marcaj temporal care să indice dacă RSF sunt activate sau dezactivat;
15. datele cu marcaj temporal referitoare la puterea activă necesare pentru a verifica activarea RSF, inclusiv datele cu marcaj temporal privind puterea activă instantanee;
16. statismul regulatorului pentru unitățile generatoare de tip C și D, care acționează ca unități furnizoare de RSF, astfel cum sunt definite în Codul rețelelor electrice privind racordarea la rețelele electrice, aprobate de ANRE, sau parametrul echivalent al acestuia pentru grupurile de furnizare de RSF care sunt formate din putere de tip A și/sau tip B; unități generatoare și/sau unități consumatoare cu reglajul puterii active consumul comandabil, așa cum este definit în Codul rețelelor electrice privind racordarea la rețelele electrice, aprobate de ANRE.
17. Fiecare furnizor de RSF are dreptul să agrege datele respective pentru mai mult de o unitate furnizoare de RSF în cazul în care puterea maximă a unităților agregate este mai mică de 1,5 MW și este posibilă o verificare clară a activării RSF.
18. La cererea a OST cu rezerve racordate, furnizorul de RSF pune la dispoziție, în timp real, informațiile enumerate la punctul 520, cu o rezoluție temporală de cel puțin 10 secunde.
19. La solicitarea OST cu rezerve racordate și dacă este necesar pentru verificarea activării RSF, furnizorul de RSF pune la dispoziție informațiile enumerate la punctul 520 privind instalațiile tehnice care fac parte din aceeași unitate furnizoare de RSF.

**Secțiunea 3**

**Procesul de calificare prealabilă pentru RSF**

1. În termen de 12 luni de la data intrării în vigoare a prezentului Cod, OST elaborează un proces de calificare prealabilă pentru RSF și face publice detaliile cu privire la procesul de calificare prealabilă RSF.
2. Un potențial furnizor de RSF trebuie să demonstreze OST cu rezerve racordate că respectă cerințele tehnice și cerințele suplimentare prevăzute la Secțiunea 2, prin încheierea cu succes a procesului de calificare prealabilă a potențialelor unități furnizoare de RSF sau grupuri furnizoare de RSF, descrise la punctele 525 - 528.
3. Un potențial furnizor de RSF depune o cerere oficială la OST cu rezerve racordate, însoțită de informațiile solicitate referitoare la potențialele unități furnizoare de RSF sau grupuri furnizoare de RSF. În termen de 8 săptămâni de la data primirii cererii, OST cu rezerve racordate trebuie să confirme dacă cererea este completă. În cazul în care OST cu rezerve racordate consideră că cererea este incompletă, potențialul furnizor de RSF prezintă informațiile suplimentare solicitate în termen de 4 săptămâni de la data primirii cererii de informații suplimentare. În cazul în care potențialul furnizor de RSF nu furnizează informațiile solicitate în termenul menționat, se consideră că cererea a fost retrasă.
4. În termen de 3 luni de la confirmarea faptului că cererea este completă, OST cu rezerve racordate trebuie să evalueze informațiile furnizate și să decidă dacă potențialele unități furnizoare de RSF sau grupuri furnizoare de RSF îndeplinesc criteriile pentru o calificare prealabilă pentru RSF. OST cu rezerve racordate notifică decizia sa potențialului furnizor de RSF.
5. În cazul în care respectarea anumitor cerințe din prezentul Cod a fost deja verificată de OST cu rezerve racordate, acest lucru va fi recunoscut în calificarea prealabilă.
6. Calificarea unităților furnizoare de RSF sau a grupurilor furnizoare de RSF este reevaluată:
7. cel puțin o dată la cinci ani;
8. în cazul în care cerințele de disponibilitate sau de ordin tehnic ale echipamentelor s-au schimbat;
9. în cazul modernizării echipamentelor legate de activarea RSF.

**Secțiunea 4**

**Furnizarea de RSF**

1. OST trebuie să asigure disponibilitatea cel puțin RSF obligatorii convenite între toți OST din zona sincronă, în conformitate cu Secțiunea 1, Titlul VII Capitolul I Secțiunea 1, Titlul VII Capitolul II Secțiunea 3 și Secțiunea 4.
2. OST și alți OST ai unei zone sincrone determină, cel puțin o dată pe an, dimensiunea factorului K din zona sincronă, ținând cont cel puțin următorii factori:
3. capacitatea de rezervă pe RSF împărțită la valoarea maximă a abaterii de frecvență în regim staționar;
4. autoreglajul producției;
5. autoreglajul consumului, ținând cont de contribuția în conformitate cu Codul rețelelor electrice privind racordarea la rețelele electrice, aprobate de ANRE;
6. activarea răspunsului limitat la abaterile de frecvență și a răspunsului la abaterile de frecvență, în conformitate cu Codul rețelelor electrice privind racordarea la rețelele electrice, aprobate de ANRE.
7. OST și alți OST ai unei zone sincrone determină, în acordul operațional de zonă sincronă, cotele factorului K pentru fiecare zonă RFP, pe baza cel puțin a următoarelor elemente:
8. obligațiile de RSF inițială;
9. autoreglajul producției;
10. autoreglajul consumului;
11. cuplarea frecvenței prin HVDC între zonele sincrone;
12. schimbul de RSF.
13. Furnizorul de RSF trebuie să garanteze disponibilitatea neîntreruptă a RSF, cu excepția unei retrageri forțate din exploatare a unei unități furnizoare de RSF, în perioada de timp în care este obligată să furnizeze RSF.
14. Fiecare furnizor de RSF își informează OST cu rezerve racordate, cât mai curând posibil, despre modificările disponibilității reale a unității furnizoare de RSF și/sau a grupului furnizor de RSF, în întregime sau în parte, relevante pentru rezultatele calificării prealabile.
15. Fiecare OST asigură sau impune furnizorilor săi de RSF să asigure că pierderea unei unități furnizoare de RSF nu pune în pericol siguranța în funcționare prin:
16. limitarea cotei de RSF furnizate de fiecare unitate furnizoare de RSF la 5 % din capacitatea de rezervă pe RSF necesară pentru întreaga zonă sincronă;
17. înlocuirea RSF care devin indisponibile din cauza unei retrageri forțate din exploatare sau a indisponibilității unei unități furnizoare de RSF ori unui grup furnizor de RSF cât mai curând posibil din punct de vedere tehnic și în conformitate cu condițiile stabilite de OST cu rezerve racordate.
18. O unitate furnizoare de RSF sau un grup furnizor de RSF cu un rezervor de energie care nu își limitează capacitatea de a furniza RSF trebuie să își activeze RSF atât timp cât persistă abaterea de frecvență.
19. O unitate furnizoare de RSF sau un grup furnizor de RSF cu un rezervor de energie care nu își limitează capacitatea de a furniza RSF trebuie să își activeze RSF atât timp cât persistă abaterea de frecvență, cu excepția cazului în care rezervorul său de energie este epuizat pe direcția negativă sau pe direcția pozitivă.
20. Pentru zona sincronă, fiecare furnizor de RSF se asigură că RSF de la unitățile sale furnizoare de RSF sau de la grupurile sale furnizoare de RSF cu rezervoare de energie cu capacitate limitată sunt accesibile în permanență în stare normală de funcționare. Pentru zona sincronă, fiecare furnizor de RSF se asigură că unitățile sale furnizoare de RSF sau grupurile sale furnizoare de RSF cu rezervoare de energie cu capacitate limitată sunt capabile să activeze FCR în permanență și pe o durată ce urmează a fi definită în conformitate cu punctul 538. În cazul în care nu se definește o durată în conformitate cu punctul 538, fiecare furnizor de RSF se asigură că unitățile sale furnizoare de RSF sau grupurile sale furnizoare de RSF cu rezervoare de energie cu capacitate limitată sunt capabile să activeze FCR în permanență timp de cel puțin 15 minute sau, în cazul abaterilor de frecvență care sunt mai mici decât o abatere de frecvență care necesită activarea integrală a RSF, pe o durată echivalentă sau pe o durată prevăzută de fiecare OST, care nu trebuie să fie mai mare de 30 de minute sau mai mică de 15 minute.
21. Pentru zona sincronă, OST aplică metodologia privind durata minimă de activare care trebuie asigurată de furnizorii de RSF adoptată în conformitate cu prezentul Cod.
22. Furnizorul de RSF specifică limitările rezervorului de energie aparținând unităților sale furnizoare de RSF sau grupurilor sale furnizoare de RSF în procesul de calificare prealabilă, în conformitate cu Secțiunea 3.
23. Un furnizor de RSF care utilizează unități furnizoare de RSF sau grupuri furnizoare de RSF cu un rezervor de energie care limitează capacitatea acestora de a furniza RSF asigură recuperarea rezervoarelor de energie în direcția pozitivă sau în direcția negativă. Furnizorul RSF va asigura recuperarea rezervoarelor de energie cât mai curând posibil, în termen de 2 ore de la încheierea stării de alertă.

**TITLUL VI**

**REZERVE PENTRU RESTABILIREA FRECVENȚEI ȘI REZERVE DE ÎNLOCUIRE**

**Secțiunea 1**

**Dimensionarea RRF**

1. OST și ceilalți OST dintr-un bloc RFP stabilesc regulile de dimensionare a RRF în acordul operațional de bloc RFP.
2. Regulile de dimensionare RRF trebuie să includă cel puțin următoarele:
3. OST și ceilalți OST dintr-un bloc RFP determină capacitatea de rezervă necesară de RRF a blocului RFP pe baza unor înscrisuri istorice consecutive cuprinzând cel puțin valorile istorice pentru dezechilibrul de bloc RFP. Eșantionarea acestor înscrisuri istorice acoperă cel puțin durata de restabilire a frecvenței. Perioada de timp luată în considerare pentru aceste înscrisuri trebuie să fie reprezentativă și să includă cel puțin o perioadă completă de un an care să se încheie nu mai devreme de 6 luni înainte de data efectuării calculului;
4. OST și ceilalți OST dintr-un bloc RFP capacitatea de rezervă necesară de RRF a blocului RFP care este suficientă pentru a respecta parametrii-țintă actuali pentru ARRF din Titlul II Secțiunea 2 pe durata menționată la subpunctul 1) pe baza cel puțin a unei metodologii probabilistice. Utilizând această metodologie probabilistică, OST țin seama de restricțiile definite în acordurile de partajare sau de schimb de rezerve, datorate unor eventuale încălcări ale siguranței în funcționare și ale cerințelor privind disponibilitatea RRF. Toți OST dintr-un bloc RFP iau în considerare orice modificări majore preconizate ale distribuirii dezechilibrelor din blocul RFP sau alți factori de influențare relevanți în raport cu perioada de timp avută în vedere;
5. OST și ceilalți OST dintr-un bloc RFP determină raportul dintre RRF automate, RRF manuale, durata de activare completă a RRF automate și durata de activare completă a RRF manuale, în vederea conformării cu cerința de la subpunctul 2). În acest scop, durata de activare completă a RRF automate ale unui bloc RFP și durata de activare completă a RRF manuale ale unui bloc RFP nu trebuie să depășească durata de restabilire a frecvenței;
6. OST și ceilalți OST dintr-un RFP stabilesc amploarea incidentului de referință, care este cel mai mare dezechilibru ce ar putea rezulta dintr-o variație instantanee a puterii active a unei singure unități generatoare, a unui singur loc de consum sau din declanșarea unei linii CA în blocul RFP;
7. OST și alți OST dintr-un bloc RFP stabilesc capacitatea de rezervă pozitivă pe RRF, care nu poate fi mai mică decât incidentul de dimensionare pozitiv al blocului RFP;
8. OST și alți OST dintr-un bloc RFP stabilesc capacitatea de rezervă negativă pe RRF, care nu poate fi mai mică decât incidentul de dimensionare negativ al blocului RFP;
9. OST și ceilalți OST dintr-un bloc RFP stabilesc capacitatea de rezervă pe RRF a unui bloc RFP, eventualele limitări geografice pentru distribuția acesteia în interiorul blocului RFP și eventualele limitări geografice pentru orice schimb sau partajare de rezerve cu alte blocuri RFP, în scopul respectării limitelor de siguranță în funcționare;
10. OST și alți OST dintr-un bloc RFP se asigură că capacitatea de rezervă pozitivă pe RRF sau o combinație a capacității de rezervă pe RRF și RI este suficientă pentru a acoperi dezechilibrele pozitive din blocul RFP cel puțin 99 % din timp, pe baza înscrisurilor istorice menționate la subpunctul 1);
11. OST și alți OST dintr-un bloc RFP se asigură că capacitatea de rezervă negativă pe RRF sau o combinație a capacității de rezervă pe RRF și RI este suficientă pentru a acoperi dezechilibrele negative din blocul RFP cel puțin 99 % din timp, pe baza înscrisurilor istorice menționată la subpunctul 1);
12. OST și alți OST dintr-un bloc RFP pot reduce capacitatea de rezervă pozitivă pe RRF a blocului RFP care rezultă din procesul de dimensionare a RRF, prin încheierea unui acord de partajare a RRF cu alte blocuri RFP, în conformitate cu prevederile Titlului VII. Reducerea capacității de rezervă pozitivă pe RRF a blocului RFP se limitează la diferența, dacă este un număr pozitiv, dintre dimensiunea incidentului de dimensionare pozitiv și capacitatea de rezervă pe RRF necesară pentru a acoperi dezechilibrele pozitive din blocul RFP 99 % din timp, pe baza înscrisurilor istorice menționate la subpunctul 1). Reducerea capacității de rezervă pozitivă nu poate depăși 30 % din dimensiunea incidentului de dimensionare pozitiv.
13. OST și alți OST dintr-un bloc RFP pot reduce capacitatea de rezervă negativă pe RRF a blocului RFP care rezultă din procesul de dimensionare a RRF, prin încheierea unui acord de partajare a RRF cu alte blocuri RFP în conformitate cu prevederile Titlului VII. Reducerea capacității de rezervă negativă pe RRF a blocului RFP se limitează la diferența, dacă este un număr pozitiv, dintre dimensiunea incidentului de dimensionare negativ și capacitatea de rezervă pe RRF necesară pentru a acoperi dezechilibrele negative din blocul RFP 99 % din timp, pe baza înscrisurilor istorice menționate la subpunctul 1).
14. OST și alți OST dintr-un bloc RFP, în cazul în care blocul cuprinde mai mult de un OST, stabilesc în acordul operațional în blocul RFP repartizarea specifică a responsabilităților între OST din zonele RFP pentru respectarea obligațiilor stabilite la punctul 542.
15. OST și alți OST dintr-un bloc RFP trebuie să aibă o capacitate de rezervă suficientă pe RRF, în orice moment, în conformitate cu regulile de dimensionare a RRF. OST dintr-un bloc RFP precizează, în acordul operațional în blocul RFP, o procedură de escaladare pentru situațiile de risc grav de capacitate de rezervă insuficientă pe RRF în blocul RFP.

**Secțiunea 2**

**Cerințe tehnice minime pentru RRF**

1. Cerințele tehnice minime pentru RRF sunt următoarele:
2. fiecare unitate furnizoare de RRF și fiecare grup furnizor de RRF se racordează doar la un singur OST cu rezerve racordate;
3. o unitate furnizoare de RRF sau un grup furnizor de RRF trebuie să activeze RRF în conformitate cu valoarea de referință primită de la OST cu autoritate de decizie referitoare la rezerve;
4. OST cu autoritate de decizie referitoare la rezerve este OST cu rezerve racordate sau un OST desemnat de OST cu rezerve racordate într-un acord de schimb de RRF, în conformitate cu punctul 587 sau punctul 605;
5. o unitate furnizoare de RRF sau un grup furnizor de RRF pentru RRF automate trebuie să aibă o temporizare a activării RRF automate care să nu depășească 30 de secunde;
6. un furnizor de RRF se asigură că este posibilă monitorizarea activării RRF la unitățile furnizoare de RRF din cadrul unui grup furnizor de rezerve. În acest scop, furnizorul de RRF trebuie să poată furniza către OST cu rezerve racordate și către OST cu autoritate de decizie referitoare la rezerve valori măsurate în timp real la punctul de racordare sau la un alt punct de interacțiune convenit cu OST cu rezerve racordate în ceea ce privește:
7. producția programată de putere activă cu marcă de timp;
8. putere activă instantanee cu marcă de timp pentru:
   * + fiecare unitate furnizoare de RRF;
     + fiecare grup furnizor de RRF;
     + fiecare unitate generatoare sau unitate consumatoare a unui grup furnizor de RRF cu producția maximă de putere activă mai mare sau egală cu 1,5 MW;
9. o unitate furnizoare de RRF sau un grup furnizor de RRF pentru RRF automate trebuie să își poată activa capacitatea completă de rezervă pe RRF automate pe durata de activare completă a RRF automate;
10. o unitate furnizoare de RRF sau un grup furnizor de RRF pentru RRF manuale trebuie să își poată activa capacitatea completă de rezervă pe RRF manuale pe durata de activare completă a RRF manuale;
11. un furnizor de RRF trebuie să îndeplinească cerințele privind disponibilitatea RRF;
12. o unitate furnizoare de RRF sau un grup furnizor de RRF trebuie să îndeplinească cerințele privind viteza de variație a sarcinii în blocul RFP.
13. Toți OST dintr-un bloc RFP specifică cerințele privind disponibilitatea RRF și cerințele privind controlul calității la unitățile furnizoare de RRF și grupurile furnizoare de RRF din blocul lor RFP în acordul operațional în blocul RFP, în conformitate cu Titlul I Secțiunea 2.
14. OST cu rezerve racordate trebuie să adopte cerințele tehnice pentru racordarea unităților furnizoare de RRF și a grupurilor furnizoare de RRF pentru a asigura furnizarea RRF în condiții de siguranță și de securitate.
15. Fiecare furnizor de RRF trebuie:
    1. să se asigure că unitățile furnizoare de RRF și grupurile furnizoare de RRF îndeplinesc cerințele tehnice minime pentru RRF, cerințele privind disponibilitatea RRF și cerințele privind viteza de variație a sarcinii de la punctele 545 - 547;
    2. să își informeze OST cu autoritate de decizie referitoare la rezerve despre o reducere a disponibilității reale a unității sale furnizoare de RRF sau a grupului furnizor de RRF sau a unei părți a acestuia din urmă, cât de curând posibil.
16. Fiecare OST cu autoritate de decizie referitoare la rezerve asigură monitorizarea conformității cu cerințele tehnice minime pentru RRF de la punctul 545, cu cerințele privind disponibilitatea RRF de la punctul 546, cu cerințele privind viteza de variație a sarcinii de la punctul 545 și cu cerințele de racordare la punctul 547 prin intermediul unităților sale furnizoare de RRF și al grupurilor sale furnizoare de RRF.

**Secțiunea 3**

**Procesul de calificare prealabilă pentru RRF**

1. În termen de 12 luni de la data intrării în vigoare a prezentului Cod, OST elaborează un proces de calificare prealabilă pentru RRF și clarifică și pune la dispoziția publicului detaliile cu privire la acesta.
2. Un potențial furnizor de RRF trebuie să demonstreze OST cu rezerve racordate sau OST desemnat de OST cu rezerve racordate în acordul de schimb de RRF că respectă cerințele tehnice minime privind RRF de la punctul 545, cerințele privind disponibilitatea RRF de la punctul 546, cerințele privind viteza de variație a sarcinii de la punctul 545 și cerințele de racordare la punctul 547 prin încheierea cu succes a procesului de calificare prealabilă a potențialelor unități furnizoare de RRF sau a potențialelor grupuri furnizoare de RRF, descris la punctele 552 - 555.
3. Un potențial furnizor de RRF depune o cerere oficială la OST cu rezerve racordate sau la OST desemnat relevant, însoțită de informațiile obligatorii referitoare la potențialele unități furnizoare de RRF sau grupuri furnizoare de RRF. În termen de 8 săptămâni de la data primirii cererii, OST cu rezerve racordate sau OST desemnat trebuie să confirme dacă cererea este completă. În cazul în care OST cu rezerve racordate sau OST desemnat consideră că cererea este incompletă, el solicită informații suplimentare, iar potențialul furnizor de RRF prezintă informațiile suplimentare solicitate în termen de 4 săptămâni de la primirea cererii. În cazul în care potențialul furnizor de RRF nu furnizează informațiile solicitate în termenul menționat, se consideră că cererea a fost retrasă.
4. În termen de 3 luni de la confirmarea de către OST cu rezerve racordate sau de către OST desemnat a faptului că cererea este completă, OST cu rezerve racordate sau OST desemnat trebuie să evalueze informațiile furnizate și să decidă dacă potențialele unități furnizoare de RRF sau grupuri furnizoare de RRF îndeplinesc criteriile pentru o calificare prealabilă pentru RRF. OST cu rezerve racordate sau OST desemnat notifică decizia sa potențialului furnizor de RRF.
5. Selecția unităților furnizoare de RRF sau a grupurilor furnizoare de RRF de către OST cu rezerve racordate sau de către OST desemnat este valabilă pentru întreg blocul RFP.
6. Calificarea unităților furnizoare de RRF sau a grupurilor furnizoare de RRF este reevaluată:
7. cel puțin o dată la cinci ani;
8. în cazul în care cerințele tehnice sau de disponibilitate a echipamentelor s-au schimbat.
9. Pentru a asigura siguranța în funcționare, OST cu rezerve racordate are dreptul de a exclude grupurile furnizoare de RRF de la furnizarea de RRF pe baza unor argumente tehnice, cum ar fi distribuția geografică a unităților generatoare sau a unităților consumatoare care aparțin unui grup furnizor de RRF.

**Secțiunea 4**

**Dimensionarea RI**

1. OST și alți OST dintr-un bloc RFP au dreptul de a implementa un proces de înlocuire a rezervelor.
2. Pentru a respecta parametrii-țintă ARRF menționați la Titlul II Secțiunea 2, OST și alți OST dintr-un bloc RFP cu PIR, care efectuează un proces de dimensionare combinat a RRF și RI pentru a îndeplini cerințele de la punctul 542, definesc regulile de dimensionare RI în acordul operațional în blocul RFP.
3. Regulile de dimensionare RI cuprind cel puțin următoarele cerințe:
4. trebuie să existe suficientă capacitate de rezervă pozitivă pe RI pentru a restabili cantitatea necesară de RRF pozitive;
5. va exista suficientă capacitate de rezervă negativă pe RI pentru a restabili cantitatea necesară de RRF negative;
6. trebuie să existe suficientă capacitate de rezervă pe RI, atunci când aceasta este luată în considerare la dimensionarea capacității de rezervă pe RRF în vederea respectării obiectivului de calitate ARRF pentru perioada în cauză;
7. respectarea siguranței în funcționare într-un bloc RFP pentru determinarea capacității de rezervă pe RI.
8. OST și alți OST dintr-un bloc RFP pot reduce capacitatea de rezervă pozitivă pe RI a blocului RFP care rezultă din procesul de dimensionare a RI, prin elaborarea unui acord de partajare a RI pentru respectiva capacitate pozitivă pe RI cu alte blocuri de RFP, în conformitate cu dispozițiile de la Titlul VII. OST care primește capacitatea de reglaj limitează reducerea capacității sale de rezervă pozitivă pe RI pentru ca:
9. să garanteze că încă poate să își îndeplinească parametrii-țintă pentru ARRF prevăzuți în Titlul II Secțiunea 2;
10. să se asigure că nu este pusă în pericol siguranța operațională;
11. să se asigure că reducerea capacității de rezervă pozitivă pe RI nu depășește restul de capacitate de rezervă pozitivă pe RI a blocului RFP.
12. OST și alți OST dintr-un bloc RFP pot reduce capacitatea de rezervă negativă pe RI a blocului RFP care rezultă din procesul de dimensionare a RI, prin elaborarea unui acord de partajare a RI pentru respectiva capacitate negativă pe RI cu alte blocuri de RFP, în conformitate cu dispozițiile de la Titlul VII. OST care primește capacitatea de reglaj limitează reducerea capacității sale de rezervă negativă pe RI pentru ca:
13. să garanteze că încă poate să își îndeplinească parametrii-țintă pentru ARRF prevăzuți în Titlul II Secțiunea 2;
14. să se asigure că nu este pusă în pericol siguranța operațională;
15. să se asigure că reducerea capacității de rezervă negativă pe RI nu depășește restul de capacitate de rezervă negativă pe RI a blocului RFP.
16. Dacă procesul este necesar pentru blocul RFP, toți OST din respectivul bloc RFP specifică în acordul operațional în blocul RFP repartizarea responsabilităților între OST din diferite zone RFP pentru implementarea regulilor de dimensionare prevăzute la punctul 559.
17. Un OST trebuie să dispună în orice moment de o capacitate de rezervă suficientă pe RI în conformitate cu regulile de dimensionare a RI. OST și alți OST dintr-un bloc RFP precizează, în acordul operațional în blocul RFP, o procedură de escaladare pentru situațiile de risc grav de capacitate de rezervă insuficientă pe RI în blocul RFP.

**Secțiunea 5**

**Cerințe tehnice minime pentru RI**

1. Unitățile de furnizare a RI și grupurile de furnizare a RI trebuie să respecte următoarele cerințe tehnice minime:
2. racordarea la un singur OST cu rezerve de racordare;
3. activarea RI potrivit valorii de referință primite de la OST cu autoritate de decizie referitoare la rezerve;
4. OST cu autoritate de decizie referitoare la rezerve este OST cu rezerve racordate sau un OST care urmează a fi desemnat de OST cu rezerve racordate în acordul de schimb de RI în conformitate cu punctul 587 sau punctul 605;
5. activarea capacității complete de rezervă a RI pe durata de activare definită de către OST cu autoritate de decizie referitoare la rezerve;
6. dezactivarea RI potrivit valorii de referință primite de la OST cu autoritate de decizie referitoare la rezerve;
7. un furnizor de RI se asigură că este posibilă monitorizarea activării RI la unitățile furnizoare de RI din cadrul unui grup furnizor de rezerve. În acest scop, furnizorul de RI trebuie să poată furniza către OST cu rezerve racordate și către OST cu autoritate de decizie referitoare la rezerve valori măsurate în timp real la punctul de racordare sau la un alt punct de interacțiune convenit cu OST cu rezerve racordate în ceea ce privește:
8. producția programată de putere activă cu marcă de timp, pentru fiecare unitate furnizoare de RI sau grup furnizor de RI și pentru fiecare unitate generatoare sau unitate consumatoare a unui grup furnizor de RI cu producția maximă de putere activă mai mare sau egală cu 1,5 MW;
9. puterea activă instantanee cu marcă de timp, pentru fiecare unitate furnizoare de RI sau grup furnizor de RI și pentru fiecare unitate generatoare sau unitate consumatoare a unui grup furnizor de RI cu producția maximă de putere activă mai mare sau egală cu 1,5 M;
10. îndeplinirea cerințelor privind disponibilitatea RI.
11. Toți OST dintr-un bloc RFP specifică cerințele privind disponibilitatea RI și cerințele privind controlul calității la unitățile furnizoare de RI și grupurile furnizoare de RI în acordul operațional în blocul RFP.
12. OST cu rezerve racordate trebuie să adopte cerințele tehnice pentru racordarea unităților furnizoare de RRF și a grupurilor furnizoare de RRF pentru a asigura furnizarea RRF în condiții de siguranță și de securitate, potrivit descrierii procesului de calificare prealabilă.
13. Fiecare furnizor de RI:
    1. se asigură că unitățile furnizoare de RI și grupurile furnizoare de RI îndeplinesc cerințele tehnice minime pentru RI și cerințele privind disponibilitatea RI de la punctele 564 - 566;
    2. își informează OST cu autoritate de decizie referitoare la rezerve despre o reducere a disponibilității reale sau o retragere forțată din exploatare a unității sale furnizoare de RI sau a grupului furnizor de RI sau a unei părți a acestuia din urmă, cât de curând posibil.
14. Fiecare OST cu autoritate de decizie referitoare la rezerve asigură respectarea cerințelor tehnice pentru RI, cerințelor privind disponibilitatea RI și cerințelor de racordare menționate în prezentul articol în ceea ce privește unitățile sale furnizoare de RI și grupurile sale furnizoare de RI.

**Secțiunea 6**

**Procesul de calificare prealabilă pentru RI**

1. În termen de 12 luni de la data intrării în vigoare a prezentului Cod, fiecare OST dintr-un bloc RFP care a implementat un PIR elaborează un proces de calificare prealabilă pentru RI și clarifică și pune la dispoziția publicului detalii cu privire la acesta.
2. Un potențial furnizor de RI trebuie să demonstreze OST cu rezerve racordate sau OST desemnat de OST cu rezerve racordate în acordul de schimb de RI că respectă cerințele tehnice minime privind RI, cerințele privind disponibilitatea RI și cerințele de racordarea de la Secțiunea 5 prin încheierea cu succes a procesului de calificare prealabilă a potențialelor unități furnizoare de RI sau a potențialelor grupuri furnizoare de RI, descris la punctele 571 - 574.
3. Un potențial furnizor de RI depune o cerere oficială la OST cu rezerve racordate sau la OST desemnat relevant, însoțită de informațiile obligatorii referitoare la potențialele unități furnizoare de RI sau grupuri furnizoare de RI. În termen de 8 săptămâni de la data primirii cererii, OST cu rezerve racordate sau OST desemnat trebuie să confirme dacă cererea este completă. În cazul în care OST cu rezerve racordate sau OST desemnat consideră că cererea este incompletă, potențialul furnizor de RI prezintă informațiile suplimentare solicitate în termen de 4 săptămâni de la primirea solicitării de prezentare a acestor informații. În cazul în care potențialul furnizor de RI nu furnizează informațiile solicitate în termenul menționat, se consideră că cererea a fost retrasă.
4. În termen de 3 luni de la confirmarea faptului că cererea este completă, OST cu rezerve racordate sau OST desemnat trebuie să evalueze informațiile furnizate și să decidă dacă potențialele unități furnizoare de RI sau grupuri furnizoare de RI îndeplinesc criteriile pentru o calificare prealabilă pentru RI. OST cu rezerve racordate sau OST desemnat notifică decizia sa potențialului furnizor de RI.
5. Calificarea unităților furnizoare de RI sau a grupurilor furnizoare de RI se reevaluează:
6. cel puțin o dată la cinci ani;
7. în cazul în care cerințele tehnice sau de disponibilitate a echipamentelor s-au schimbat.
8. Pentru a asigura siguranța în funcționare, OST cu rezerve racordate are dreptul de a refuza furnizarea de RI de către grupurile furnizoare de RI pe baza unor argumente tehnice, cum ar fi distribuția geografică a unităților generatoare sau a unităților consumatoare care formează un grup furnizor de RI.

**TITLUL VII**

**SCHIMBUL ȘI PARTAJAREA DE REZERVE**

**Capitolul I**

**SCHIMBUL ȘI PARTAJAREA DE REZERVE ÎNTR-O ZONA SINCRONĂ**

**Secțiunea 1**

**Schimbul de RSF într-o zonă sincronă**

1. OST și ceilalți OST implicați în schimbul de RSF într-o zonă sincronă trebuie să respecte cerințele prevăzute la punctele 576 - 583. Schimbul de RSF implică transferul unei RSF obligatorii de la OST receptor al rezervei către OST cu rezerve racordate pentru capacitatea de rezervă pe RSF corespunzătoare.
2. OST și ceilalți OST implicați în schimbul de RSF în cadrul unei zone sincrone trebuie să respecte limitele și cerințele pentru schimbul de RSF în zona sincronă, specificate în anexa nr. 4.
3. În cazul schimbului de RSF, OST cu rezerve racordate și OST receptor al rezervei trebuie să notifice acest lucru în conformitate cu Titlul III Secțiunea 12.
4. Orice OST cu rezerve racordate, OST receptor al rezervei, sau OST afectat implicat în schimbul de RSF poate refuza schimbul de RSF în cazul în care acesta ar putea genera fluxuri de putere care încalcă limitele de siguranță în funcționare în momentul activării capacității de rezervă pe RSF care face obiectul schimbului de RSF.
5. OST și fiecare OST afectat verifică dacă marja sa de fiabilitate, stabilită în conformitate cu Codul rețelelor electrice privind alocarea capacității și gestionarea congestiilor, aprobat de ANRE, , este suficientă pentru a permite fluxurile de putere rezultate din activarea capacității de rezervă pe RSF care face obiectul schimbului de RSF.
6. OST și ceilalți OST dintr-o zonă RFP ajustează parametrii de calcul al ARRF pentru a ține seama de schimbul de RSF.
7. OST cu rezerve racordate este responsabil pentru cerințele menționate la Titlul V Secțiunea 2 și Secțiunea 4 în ceea ce privește capacitatea de rezervă pe RSF care face obiectul schimbului de RSF.
8. Unitatea sau grupul furnizor de RSF este responsabil pentru activarea RSF în fața OST cu rezerve racordate.
9. OST vizat și ceilalți OST se asigură că schimbul de RSF nu împiedică niciun OST să îndeplinească cerințele referitoare la rezerve de la Titlul V Secțiunea 4.

**Secțiunea 2**

**Partajarea RSF într-o zonă sincronă**

1. OST nu partajează RSF cu alți OST din zona sa sincronă pentru a-și îndeplini RSF obligatorie și pentru a reduce valoarea totală a RSF din zona sincronă în EC, în conformitate cu Titlul V Secțiunea 1.

**Secțiunea 3**

**Cerințe generale pentru schimbul de RRF și de RI într-o zonă sincronă**

1. OST și ceilalți OST dintr-o zonă sincronă definesc, în acordul operațional de zonă sincronă, rolurile și responsabilitățile OST cu rezerve racordate, ale OST receptor al rezervei și ale OST afectat în ceea ce privește schimbul de RRF și/sau RI.
2. În cazul în care are loc un schimb de RRF/RI, OST cu rezerve racordate și OST receptor al rezervei notifică acest schimb, în conformitate cu cerințele de notificare din Titlul III Secțiunea 12.
3. OST cu rezerve racordate și OST receptor al rezervei care participă la schimbul de RRF/RI specifică, într-un acord de schimb de RRF sau RI, rolurile și responsabilitățile care le revin, inclusiv:
4. responsabilitatea OST cu autoritate de decizie referitoare la rezerve pentru capacitatea de rezervă pe RRF și RI care face obiectul schimbului de RRF/RI;
5. valoarea capacității de rezervă pe RRF și RI care fac obiectul schimbului de RRF/RI;
6. implementarea procesului de activare a RRF/RI transfrontaliere în conformitate cu Titlul III Secțiunea 9 și Titlul III Secțiunea 10;
7. cerințele tehnice minime referitoare la RRF/RI aferente procesului de activare a RRF/RI transfrontaliere, în cazul în care OST cu rezerve racordate nu este OST cu autoritate de decizie referitoare la rezerve;
8. implementarea calificării prealabile pentru capacitatea de rezervă pe RRF și RI care fac obiectul schimbului în conformitate cu Titlul VI Secțiunea 3 și Titlul VI Secțiunea 6;
9. responsabilitatea de a monitoriza îndeplinirea cerințelor tehnice pentru RRF/RI și a cerințelor de disponibilitate a capacității de rezervă pe RRF și RI care face obiectul schimbului în conformitate cu punctele 549 și 568;
10. proceduri pentru a se asigura faptul că schimbul de RRF/RI nu generează fluxuri de putere care încalcă limitele de siguranță în funcționare.
11. Orice OST cu rezerve racordate, OST receptor al rezervei sau OST afectat implicat în schimbul de RRF sau de RI poate refuza schimbul menționat la punctul 586 în cazul în care acesta ar genera fluxuri de putere care încalcă limitele de siguranță în funcționare în momentul activării capacității de rezervă pe RRF și RI care face obiectul schimbului de RRF sau RI.
12. OST vizat se asigură că schimbul de RRF/RI nu împiedică niciun OST să respecte cerințele referitoare la rezerve stabilite în regulile de dimensionare a RRF sau RI din Titlul VI Secțiunea 1 și Titlul VI Secțiunea 4.
13. OST și toți OST dintr-un bloc RFP definesc, în acordul operațional în blocul RFP, rolurile și responsabilitățile OST cu rezerve racordate, ale OST receptor al rezervei și ale OST afectat în ceea ce privește schimbul de RRF și/sau de RI cu OST din alte blocuri RFP.

**Secțiunea 4**

**Cerințe generale pentru partajarea RRF și de RI într-o zonă sincronă**

1. OST și ceilalți OST dintr-o zonă sincronă definesc, în acordul operațional de zonă sincronă, rolurile și responsabilitățile OST care furnizează capacitatea de reglaj, ale OST care primește capacitatea de reglaj și ale OST afectat în ceea ce privește partajarea RRF/RI.
2. Atunci când are loc partajarea RRF/RI, OST care furnizează capacitatea de reglaj și OST care primește capacitatea de reglaj informează că are loc partajarea, în conformitate cu cerințele de notificare prevăzute la Titlul III Secțiunea 12.
3. OST care furnizează capacitatea de reglaj și OST care primește capacitatea de reglaj ce participă la partajarea de RRF/RI specifică, într-un acord de partajare a RRF sau RI, rolurile și responsabilitățile care le revin, inclusiv:
4. cantitatea capacității de rezervă pe RRF și RI care face obiectul partajării de RRF/RI;
5. implementarea procesului de activare a RRF/RI transfrontaliere în conformitate cu Titlul III Secțiunea 9 și Titlul III Secțiunea 10;
6. procedurile pentru a se asigura că activarea capacității de rezervă pe RRF și RI care face obiectul partajării RRF/RI nu generează fluxuri de putere ce încalcă limitele siguranței în funcționare.
7. Orice OST care furnizează capacitate de reglaj, OST care primește capacitate de reglaj sau OST afectat implicat în partajarea RRF/RI poate refuza partajarea RRF/RI în cazul în care aceasta ar genera fluxuri de putere care încalcă limitele de siguranță în funcționare în momentul activării capacității de rezervă pe RRF și RI care face obiectul partajării RRF/RI.
8. În cazul partajării RRF/RI, OST care furnizează capacitate de reglaj trebuie să pună la dispoziția OST care primește capacitate de reglaj o cotă din propria sa capacitate de rezervă pe RRF și RI, necesară pentru a respecta cerințele privind rezervele pentru RRF și/sau RI rezultate din regulile de dimensionare a RRF/RI de la Titlul VI Secțiunea 1 și Titlul VI Secțiunea 4. OST care furnizează capacitate de reglaj poate fi:
9. OST cu autoritate de decizie referitoare la rezerve pentru capacitatea de rezervă pe RRF și RI care face obiectul partajării RRF/RI; sau
10. OST care are acces la capacitatea sa de rezervă pe RRF și RI care face obiectul partajării RRF/RI printr-un proces implementat de activare a RRF/RI transfrontaliere ca parte a unui acord de partajare a RRF/RI.
11. Fiecare OST care primește capacitate de reglaj este responsabil pentru tratarea incidentelor și dezechilibrelor în cazul în care capacitatea de rezervă pe RRF și RI care face obiectul partajării RRF/RI nu este disponibilă din cauza:
12. limitărilor pentru restabilirea frecvenței sau ajustarea valorii programate a puterii de schimb reglate legate de siguranța în funcționare;
13. utilizării parțiale sau totale a capacității de rezervă pe RRF și RI de către OST care furnizează capacitate de reglaj.
14. OST și toți OST dintr-un bloc RFP definesc, în acordul operațional în blocul RFP, rolurile și responsabilitățile OST care furnizează capacitatea de reglaj, ale OST care primește capacitatea de reglaj și ale OST afectat în ceea ce privește partajarea RRF și RI cu OST din alte blocuri RFP.

**Secțiunea 5**

**Schimbul de RRF într-o zonă sincronă**

1. OST și toți OST dintr-o zonă sincronă compusă din mai mult de un bloc RFP implicat în schimbul de RRF în zona sincronă respectă cerințele și limitele aplicabile schimbului de RRF stabilite în anexa nr. 5.

**Secțiunea 6**

**Partajarea RRF într-o zonă sincronă**

1. OST și fiecare OST dintr-un bloc RFP are dreptul de a partaja RRF cu alte blocuri RFP din aceeași zonă sincronă, în limitele stabilite de regulile de dimensionare a RRF de la punctul 541 și în conformitate cu Secțiunea 4.

**Secțiunea 7**

**Schimbul de RI într-o zonă sincronă**

1. OST și toți OST dintr-o zonă sincronă compusă din mai mult de un bloc RFP implicat în schimbul de RI în zona sincronă respectă cerințele și limitele aplicabile schimbului de RI stabilite în anexa nr. 6.

**Secțiunea 8**

**Partajarea RI într-o zonă sincronă**

1. OST și fiecare OST dintr-un bloc RFP are dreptul de a partaja RI cu alte blocuri RFP din aceeași zonă sincronă, în limitele stabilite de regulile de dimensionare a RI de la punctele 560 și 561 și în conformitate cu Secțiunea 4.

**Capitolul II**

**SCHIMBUL ȘI PARTAJAREA DE REZERVE ÎNTRE ZONELE SINCRONE**

**Secțiunea 1**

**Cerințe generale pentru schimbul și partajarea de rezerve între zonele sincrone**

1. Fiecare operator și/sau gestionar al unei linii de interconexiune HVDC care interconectează zonele sincrone furnizează OST cu rezerve racordate capacitatea de a efectua schimbul și partajarea de RSF, RRF și RI în cazul în care această tehnologie este instalată.
2. OST și toți OST dintr-o zonă sincronă precizează, în acordul operațional de zonă sincronă, rolurile și responsabilitățile OST cu rezerve racordate, ale OST receptor al rezervei și ale OST afectat pentru schimbul de rezerve, precum și ale OST care furnizează capacitate de reglaj, ale OST care primește capacitate de reglaj și ale OST afectat pentru partajarea rezervelor între zonele sincrone.
3. OST cu rezerve racordate și OST receptor al rezervei sau OST care furnizează capacitate de reglaj și OST care primește capacitate de reglaj notifică schimbul sau partajarea de RSF, RRF sau RI în conformitate cu Titlul III Secțiunea 12.
4. OST cu rezerve racordate și OST receptor al rezervei implicați în schimbul de rezerve precizează, într-un acord de schimb, rolurile și responsabilitățile care le revin, inclusiv:
5. responsabilitatea OST cu autoritate de decizie referitoare la rezerve pentru capacitatea de rezervă a schimbului de rezerve;
6. cantitatea capacității de rezervă care face obiectul schimbului de rezerve;
7. implementarea procesului de activare a RRF/RI transfrontaliere, în conformitate cu Titlul III Secțiunea 9 și Titlul III Secțiunea 10;
8. implementarea calificării prealabile pentru capacitatea de rezervă care face obiectul schimbului de rezerve în conformitate cu Titlul V Secțiunea 3, Titlul VI Secțiunea 3 și Titlul VI Secțiunea 6;
9. responsabilitatea de a monitoriza respectarea cerințelor tehnice și a cerințelor de disponibilitate a capacității de rezervă care face obiectul schimbului de rezerve în conformitate cu punctele 549 și 568;
10. proceduri pentru a se asigura faptul că schimbul de rezerve nu generează fluxuri de putere care încalcă limitele de siguranță în funcționare.
11. OST care furnizează capacitate de reglaj și OST care primește capacitate de reglaj implicați în partajarea rezervelor precizează rolurile și responsabilitățile care le revin într-un acord de partajare, inclusiv:
12. cantitatea capacității de rezervă care face obiectul partajării de rezerve;
13. implementarea procesului de activare a RRF/RI transfrontaliere în conformitate cu Titlul III Secțiunea 9 și Titlul III Secțiunea 10;
14. proceduri pentru a se asigura faptul că partajarea de rezerve nu generează fluxuri de putere care încalcă limitele de siguranță în funcționare.
15. OST cu rezerve racordate și OST receptor al rezervei implicați în schimbul de rezerve sau OST care furnizează capacitate de reglaj și OST care primește capacitate de reglaj implicați în partajarea rezervelor trebuie să elaboreze și să adopte un acord de coordonare și de operare a HVDC cu gestionarii liniei de interconexiune HVDC și/sau cu operatorii liniei de interconexiune HVDC sau cu persoanele juridice care cuprind gestionarii liniei de interconexiune HVDC și/sau operatorii liniei de interconexiune HVDC, inclusiv:
16. interacțiunile în toate intervalele de timp, inclusiv planificarea și activarea;
17. factorul de sensibilitate MW/Hz, funcția de răspuns liniar/dinamic sau static/progresiv a fiecărei linii de interconexiune HVDC care conectează zone;
18. partajarea/interacțiunea acestor funcții în diverse trasee HVDC între zonele sincrone.
19. Orice OST cu rezerve racordate și OST receptor al rezervei sau OST care furnizează capacitate de reglaj și OST care primește capacitate de reglaj implicați în schimbul sau partajarea de rezerve pot refuza schimbul sau partajarea de rezerve în cazul în care acest lucru ar genera fluxuri de putere care încalcă limitele de siguranță în funcționare în momentul activării capacității de rezervă care face obiectul schimbului sau partajării de rezerve.
20. OST implicați se asigură că schimbul de rezerve între zonele sincrone nu împiedică niciun OST să respecte cerințele referitoare la rezerve de la Titlul V Secțiunea 1, Titlul VI Secțiunea 1 și Titlul VI Secțiunea 4.
21. OST cu rezerve racordate și OST receptor al rezervei, precum și OST care furnizează capacitate de reglaj și OST care primește capacitate de reglaj specifică, într-un acord de schimb sau de partajare, procedurile pentru cazurile în care schimbul sau partajarea de rezerve între zone sincrone nu poate fi realizat(ă) în timp real.

**Secțiunea 2**

**Cuplarea frecvențelor între zonele sincrone**

1. Toți OST din zonele sincrone racordate printr-o linie de interconexiune HVDC au dreptul de a implementa procesul de cuplare a frecvențelor ca să asigure un răspuns corelat la abaterile de frecvență. Procesul de cuplare a frecvențelor poate fi utilizat de OST pentru a permite schimbul și/sau partajarea de RSF între zonele sincrone.
2. Toți OST din fiecare zonă sincronă specifică proiectul tehnic al procesului de cuplare a frecvențelor în acordul operațional de zonă sincronă. Procesul de cuplare a frecvențelor trebuie să ia în considerare:
3. impactul operațional dintre zonele sincrone;
4. stabilitatea PRF din zona sincronă;
5. capacitatea OST din zona sincronă de a respecta parametrii-țintă de calitate a frecvenței definiți în conformitate cu Titlul II Secțiunea 1;
6. siguranța în funcționare.
7. Fiecare operator de linie de interconexiune HVDC reglează fluxul de putere activă prin linia de interconexiune HVDC în conformitate cu procesul de cuplare a frecvențelor implementat.

**Secțiunea 3**

**Schimbul de RSF între zonele sincrone**

1. Toți OST dintr-o zonă sincronă implicați într-un proces de cuplare a frecvențelor au dreptul de a utiliza procesul de schimb de RSF ca să facă schimb de RSF între zonele sincrone.
2. Toți OST din zonele sincrone implicați în schimbul de RSF între zone sincrone organizează schimbul respectiv într-un mod care să permită OST dintr-o zonă sincronă să primească de la altă zonă sincronă o cotă din capacitatea totală de rezervă pe RSF necesară pentru zona lor sincronă în conformitate cu Titlul V Secțiunea 1.
3. Cota din totalul capacității de rezervă pe RSF necesară zonei sincrone unde face obiectul schimbului este furnizată în a doua zonă sincronă, în plus față de capacitatea de rezervă totală pe RSF necesară pentru această a doua zonă sincronă în conformitate cu Titlul V Secțiunea 1.
4. Toți OST din zona sincronă specifică, în acordul operațional de zonă sincronă, limitele pentru schimbul de RSF.
5. Toți OST din zonele sincrone implicate încheie un acord de schimb de RSF în care prevăd condițiile pentru schimbul de RSF.

**Secțiunea 4**

**Partajarea de RSF între zonele sincrone**

1. Toți OST dintr-o zonă sincronă implicați într-un proces de cuplare a frecvențelor au dreptul de a utiliza acest proces ca să partajeze RSF între zonele sincrone.
2. Toți OST din zona sincronă specifică limitele de partajare a RSF în acordul operațional de zonă sincronă. Toți OST se asigură că suma RSF furnizată în zona sincronă și din alte zone sincrone ca parte a schimbului de RSF acoperă cel puțin incidentul de referință.
3. Toți OST din zonele sincrone implicate specifică, în acordurile lor operaționale de zonă sincronă respective, condițiile schimbului de RSF între zonele sincrone implicate.

**Secțiunea 5**

**Cerințe generale pentru partajarea RRF și RI între zonele sincrone**

1. În cazul partajării RRF sau RI, OST care furnizează capacitate de reglaj trebuie să pună la dispoziția OST care primește capacitate de reglaj o cotă din propria sa capacitate de rezervă pe RRF și RI, necesară pentru a respecta cerințele privind rezervele pentru RRF și/sau RI rezultate din regulile de dimensionare a RRF/RI menționate la Titlul VI Secțiunea 1 și Titlul VI Secțiunea 4. OST care furnizează capacitate de reglaj poate fi:
2. OST cu autoritate de decizie referitoare la rezerve pentru capacitatea de rezervă pe RRF și RI care face obiectul partajării RRF sau RI; sau
3. OST care are acces la capacitatea sa de rezervă pe RRF și RI care face obiectul partajării RRF/RI printr-un proces implementat de activare a RRF/RI transfrontaliere ca parte a unui acord de partajare a RRF/RI.
4. Toți OST dintr-un bloc RFP definesc, în acordul operațional în blocul RFP, rolurile și responsabilitățile OST care furnizează capacitatea de reglaj, ale OST care primește capacitatea de reglaj și ale OST afectat în ceea ce privește partajarea RRF și RI cu OST din alte blocuri RFP din alte zone sincrone.

**Secțiunea 6**

**Schimbul de RRF între zonele sincrone**

1. OST și toți OST din EC/fiecare zonă sincronă precizează, în acordul operațional de zonă sincronă, o metodă de stabilire a limitelor aplicabile schimbului de RRF cu alte zone sincrone. Metoda respectivă ia în considerare:
2. impactul operațional dintre zonele sincrone;
3. stabilitatea PRF din zona sincronă;
4. capacitatea OST din zona sincronă de a respecta parametrii-țintă de calitate a frecvenței definiți în conformitate cu Titlul II Secțiunea 1 și cu parametrii-țintă pentru ARRF definiți în conformitate cu Titlul II Secțiunea 2; și
5. siguranța în funcționare.
6. Toți OST din blocurile RFP implicate în schimbul de RRF între zone sincrone organizează acest schimb astfel încât OST dintr-un bloc RFP din prima zonă sincronă să poată primi o cotă din cantitatea totală de capacitate de rezervă pe RRF necesară pentru blocul lor RFP, stabilită în conformitate cu punctul 541 de la un bloc RFP din a doua zonă sincronă.
7. Cota din totalul capacității de rezervă pe RRF necesare pentru blocul RFP din zona sincronă unde face obiectul schimbului este furnizată din blocul RFP din a doua zonă sincronă, în plus față de capacitatea de rezervă totală pe RRF necesară pentru acest al doilea bloc RFP în conformitate cu punctul 541.
8. Fiecare operator al unei linii de interconexiune HVDC reglează fluxul de putere activă pe linia de interconexiune HVDC urmând instrucțiunile furnizate fie de OST cu rezerve racordate, fie de OST receptor al rezervei, în conformitate cu cerințele tehnice minime pentru RRF prevăzute la Titlul VI Secțiunea 2.
9. Toți OST din blocurile RFP de care aparțin OST cu rezerve racordate și OST receptor al rezervei stabilesc, într-un acord privind schimbul de RRF, condițiile în care se desfășoară schimbul de RRF.

**Secțiunea 7**

**Partajarea RRF între zonele sincrone**

1. OST și toți OST din EC/fiecare zonă sincronă precizează în acordul operațional de zonă sincronă o metodologie de stabilire a limitelor aplicabile partajării RRF cu alte zone sincrone. Metodologia respectivă ia în considerare:
2. impactul operațional dintre zonele sincrone;
3. stabilitatea PRF din zona sincronă;
4. reducerea maximă a RRF care poate fi luată în considerare la dimensionarea RRF în conformitate cu Titlul VI Secțiunea 1 ca rezultat al partajării RRF;
5. capacitatea zonei sincrone de a respecta parametrii-țintă de calitate a frecvenței definiți în conformitate cu Titlul II Secțiunea 1 și cu parametrii-țintă ARRF definiți în conformitate cu Titlul II Secțiunea 2;
6. siguranța în funcționare.
7. OST și toți OST din blocurile RFP implicate în partajarea RRF între zone sincrone organizează această partajare astfel încât OST dintr-un bloc RFP din prima zonă sincronă să poată primi o cotă din cantitatea totală de capacitate de rezervă pe RRF necesară pentru blocul lor RFP, definită în conformitate cu punctul 541 de la un bloc RFP din a doua zonă sincronă.
8. Fiecare operator al unei linii de interconexiune HVDC reglează fluxul de putere activă pe linia de interconexiune HVDC urmând instrucțiunile furnizate fie de OST care furnizează capacitatea de reglaj, fie de OST care primește capacitatea de reglaj, în conformitate cu cerințele tehnice minime pentru RRF prevăzute la punctul 545.
9. OST și toți OST din blocurile RFP de care aparțin OST care furnizează capacitatea de reglaj și OST care primesc capacitatea de reglaj stabilesc, într-un acord de partajare a RRF, condițiile în care se desfășoară partajarea RRF.

**Secțiunea 8**

**Schimbul de RI între zonele sincrone**

1. OST și toți OST din EC/fiecare zonă sincronă definesc, în acordul operațional de zonă sincronă, o metodă de stabilire a limitelor aplicabile schimbului de RI cu alte zone sincrone. Metoda respectivă ia în considerare:
2. impactul operațional dintre zonele sincrone;
3. stabilitatea PIR din zona sincronă;
4. capacitatea zonei sincrone de a respecta parametrii-țintă de calitate a frecvenței definiți în conformitate cu Titlul II Secțiunea 1 și cu parametrii-țintă ARRF definiți în conformitate cu Titlul II Secțiunea 2;
5. siguranța în funcționare.
6. Toți OST din blocurile RFP implicate în schimbul de RI între zone sincrone organizează acest schimb astfel încât OST dintr-un bloc RFP din prima zonă sincronă să poată primi o cotă din cantitatea totală de capacitate de rezervă pe RI necesară pentru blocul lor RFP, definită la punctul 558, de la un bloc RFP din a doua zonă sincronă.
7. Cota din totalul capacității de rezervă pe RI necesare pentru blocul RFP din zona sincronă unde face obiectul schimbului este furnizată din blocul RFP din a doua zonă sincronă, în plus față de capacitatea de rezervă totală pe RI necesară pentru acest al doilea bloc RFP în conformitate cu punctul 558.
8. Fiecare operator al unei linii de interconexiune HVDC reglează fluxul de putere activă pe linia de interconexiune HVDC urmând instrucțiunile furnizate fie de OST cu rezerve racordate, fie de OST receptor al rezervei, în conformitate cu cerințele tehnice minime pentru RI din Titlul VI Secțiunea 5.
9. Toți OST din blocurile RFP de care aparțin OST cu rezerve racordate și OST receptor al rezervei stabilesc, într-un acord privind schimbul de RI, condițiile în care se desfășoară schimbul de RI.

**Secțiunea 9**

**Partajarea RI între zonele sincrone**

1. OST și toți OST din EC/fiecare zonă sincronă definesc în acordul operațional de zonă sincronă o metodă de determinare a limitelor aplicabile partajării RI cu alte zone sincrone. Metoda respectivă ia în considerare:
2. impactul operațional dintre zonele sincrone;
3. stabilitatea PIR din zona sincronă;
4. reducerea maximă a RI care poate fi luată în considerare în regulile de dimensionare a RI în conformitate cu Titlul VI Secțiunea 4, ca rezultat al partajării RI;
5. capacitatea OST din zona sincronă de a respecta parametrii-țintă de calitate a frecvenței definiți în conformitate cu Titlul II Secțiunea 1 și capacitatea blocurilor RFP de a respecta parametrii-țintă pentru ARRF definiți în definiți în conformitate cu Titlul II Secțiunea 2;
6. siguranța în funcționare.
7. Toți OST din blocurile RFP implicate în partajarea RI între zone sincrone organizează această partajare astfel încât OST dintr-un bloc RFP din prima zonă sincronă să poată primi o cotă din cantitatea totală de capacitate de rezervă pe RI necesară pentru blocul lor RFP, definită în conformitate cu punctul 558, de la un bloc RFP din a doua zonă sincronă.
8. Fiecare operator al unei linii de interconexiune HVDC reglează fluxul de putere activă pe linia de interconexiune HVDC urmând instrucțiunile furnizate fie de OST care furnizează capacitatea de reglaj, fie de OST care primește capacitatea de reglaj, în conformitate cu cerințele tehnice minime pentru RI din Titlul VI Secțiunea 5.
9. Toți OST din fiecare bloc RFP de care aparține OST care furnizează capacitatea de reglaj și OST care primește capacitatea de reglaj stabilesc, într-un acord de partajare a RI, condițiile în care se desfășoară partajarea RI.

**Capitolul III**

**PROCESUL DE ACTIVARE TRANSFRONTALIERĂ A RRF/RI**

1. Toți OST implicați în activarea transfrontalieră a RRF și RI din aceeași zonă sincronă sau din zone sincrone diferite respectă cerințele prevăzute în Titlul III Secțiunea 9 și Secțiunea 10.

**TITLUL VIII**

**PROCESUL DE AJUSTARE A TIMPULUI**

1. Obiectivul de ajustare a timpului electric este ajustarea valorii medii a frecvenței sistemului la frecvența nominală.
2. Dacă este cazul, OST și toți OST dintr-o zonă sincronă definesc, în acordul operațional de zonă sincronă, metodologia de corectare a abaterii timpului electric, care include:
3. intervalele de timp în care OST întreprind măsuri să mențină abaterea timpului electric;
4. ajustările valorii de referință a frecvenței pentru readucerea la zero a abaterii timpului electric;
5. măsurile de creștere sau de scădere a frecvenței medii a sistemului prin intermediul rezervelor de putere activă.
6. Responsabilul cu monitorizarea zonei sincrone se ocupă de:
7. monitorizarea abaterii timpului electric;
8. calculul ajustărilor valorii de referință a frecvenței;
9. coordonarea măsurilor aferente procesului de ajustare a timpului.

**TITLUL IX**

**COOPERARE CU OSD. GRUPURILE SAU UNITĂȚILE DE FURNIZARE A REZERVELOR RACORDATE LA REȚEAUA OSD**

1. OST și OSD cooperează în vederea facilitării și permiterii furnizării de rezerve de putere activă prin intermediul grupurilor de furnizare a rezervelor sau al unităților de furnizare a rezervelor situate în sistemele de distribuție.
2. În sensul procesului de calificare prealabilă pentru RSF prevăzut la Titlul V Secțiunea 3, pentru RRF prevăzut la Titlul VI Secțiunea 3 și pentru RI prevăzut la Titlul VI Secțiunea 6, OST trebuie să elaboreze și să specifice, într-un acord cu OSD cu rezerve racordate și OSD intermediari, termenii schimbului de informații necesar pentru aceste procese de calificare prealabilă în ceea ce privește unitățile de furnizare a rezervelor sau grupurile de furnizare a rezervelor situate în sistemele de distribuție și în ceea ce privește furnizarea rezervelor de putere activă. Proces de calificare prealabilă pentru RSF prevăzut la Titlul V Secțiunea 3, pentru RRF prevăzut la Titlul VI Secțiunea 3 și pentru RI prevăzut la Titlul VI Secțiunea 6 specifică informațiile care trebuie furnizate de către potențialele unități sau grupuri de furnizare a rezervelor, care includ:
3. nivelurile de tensiune și punctele de racordare ale unităților sau grupurilor de furnizare a rezervelor;
4. tipul rezervelor de putere activă;
5. capacitatea de rezervă maximă furnizată de unitățile sau grupurile de furnizare a rezervelor la fiecare punct de racordare;
6. viteza maximă de modificare a puterii active pentru unitățile sau grupurile de furnizare a rezervelor.
7. Procesul de calificare prealabilă se bazează pe calendarul convenit și pe normele privind schimburile de informații și furnizarea de rezerve de putere activă între OST, OSD cu rezerve racordate și OSD intermediari. Procesul de calificare prealabilă trebuie să aibă o durată maximă de trei luni de la depunerea unei cereri oficiale complete de către unitatea sau grupul furnizor de rezerve.
8. Pe durata procesului de calificare prealabilă a unității sau a grupului furnizor de rezerve racordat la sistemul său de distribuție, fiecare OSD cu rezerve racordate și OSD intermediar, în cooperare cu OST, are dreptul de a limita sau de a exclude furnizarea de rezerve de putere activă situate în sistemul său de distribuție, pe baza unor motive tehnice, cum ar fi amplasarea geografică a unităților de furnizare a rezervelor și a grupurilor de furnizare a rezervelor.
9. Fiecare OSD cu rezerve racordate și fiecare OSD intermediar are dreptul, în cooperare cu OST, să stabilească limite temporare pentru furnizarea de rezerve de putere activă situate în sistemul său de distribuție, înainte de activarea rezervelor. OST respectiv stabilește procedurile aplicabile de comun acord cu OSD cu rezerve racordate și cu OSD intermediari.

**TITLUL X**

**TRANSPARENȚA INFORMAȚIILOR**

**Secțiunea 1**

**Cerințe generale privind transparența**

1. OST se asigură că informațiile menționate în prezentul titlu se publică la o dată și într-un format care nu creează un avantaj sau un dezavantaj concurențial real sau potențial pentru nicio parte individuală sau categorie de părți și ținând seama în mod corespunzător de informațiile comerciale sensibile.
2. OST utilizează cunoștințele și instrumentele pe care le are la dispoziție pentru a depăși constrângerile tehnice și pentru a asigura disponibilitatea și exactitatea informațiilor puse la dispoziția ENTSO-E în conformitate cu Partea Întâi, Secțiunea 14 și punctul 661.
3. OST asigură disponibilitatea și exactitatea informațiilor puse la dispoziția ENTSO-E în conformitate cu Secțiunea 2 - Secțiunea 8.
4. Toate materialele pentru publicare menționate în Secțiunea 2 - Secțiunea 8 se pun la dispoziția ENTSO-E în limba engleză. ENTSO-E publică aceste materiale pe platforma de transparență a informațiilor.

**Secțiunea 2**

**Informații referitoare la acordurile operaționale**

1. OST transmite conținutul acordului operațional de zonă sincronă la care este parte ANRE cu cel puțin o lună înainte de intrarea în vigoare a acestuia.
2. Toți OST din fiecare zonă sincronă transmit ENTSO-E, spre publicare, conținutul acordului operațional de zonă sincronă la care sunt parte, cel târziu la o săptămână de la data intrării în vigoare a acestuia.
3. Fiecare OST al unui bloc RFP transmite conținutul acordului operațional în blocul RFP la care este parte ANRE.

**Secțiunea 3**

**Informații referitoare la calitatea frecvenței**

1. În cazul în care OST dintr-o zonă sincronă propun modificarea valorilor parametrilor care definesc calitatea frecvenței sau ale parametrului-țintă pentru calitatea frecvenței în conformitate cu Titlul II Secțiunea 1, ei transmit valorile modificate către ENTSO-E, spre publicare, cu cel puțin o lună înainte de data intrării în vigoare a acordului operațional de zonă sincronă.
2. Acolo unde este cazul, toți OST din zona sincronă transmit ENTSO-E, spre publicare, valorile parametrilor-țintă pentru ARRF pentru fiecare zonă RFP și pentru fiecare bloc RFP, cu cel puțin o lună înainte de aplicarea acestora.
3. OST și toți OST din zona sincronă transmit ENTSO-E, spre publicare, metodologia utilizată pentru a determina riscul de epuizare a RSF, cu cel puțin trei luni înainte de data intrării în vigoare a acordului operațional de zonă sincronă.
4. Responsabilul cu monitorizarea zonei sincrone a zonei sincrone transmite ENTSO-E, spre publicare, rezultatele procesului de aplicare a criteriilor în zona lor sincronă în termen de trei luni de la ultima marcă temporală a perioadei de măsurare și cel puțin de patru ori pe an. Rezultatele respective includ cel puțin:
5. valorile criteriilor de evaluare a calității frecvenței, calculate pentru zona sincronă și pentru fiecare bloc RFP din zona sincronă, în conformitate cu punctul 427;
6. rezoluția valorii măsurate, acuratețea valorii măsurate și metoda de calcul specificate în conformitate cu Titlul II Secțiunea 6.
7. OST și toți OST din zona sincronă transmit ENTSO-E, spre publicare, perioada de variație a sarcinii în conformitate cu Titlul II Secțiunea 10, cu cel puțin trei luni înainte de aplicarea lor.

**Secțiunea 4**

**Informații referitoare la structura reglajului frecvență-putere**

1. OST și toți OST din zona sincronă transmit ENTSO-E, spre publicare, cu cel puțin trei luni înainte de data intrării în vigoare a acordului operațional de zonă sincronă, următoarele informații:
2. informații privind structura procesului de activare al zonei sincrone, inclusiv cel puțin informații privind zonele de monitorizare, zonele RFP și blocurile RFP definite, precum și OST aferenți;
3. informații privind structura procesului de responsabilitate al zonei sincrone, incluzând cel puțin informații referitoare la procesele dezvoltate în conformitate cu punctele 439 și 440.
4. OST și toți OST care implementează un proces de compensare a dezechilibrelor trebuie să publice informații despre acest proces, care să includă cel puțin lista OST participanți și data începerii procesului de compensare a dezechilibrelor.

**Secțiunea 5**

**Informații referitoare la RSF**

1. OST și toți OST din zona sincronă transmit ENTSO-E, spre publicare, abordarea referitoare la dimensionare pentru RSF în zona lor sincronă, în conformitate cu punctul 511, cu cel puțin o lună înainte de aplicarea acesteia.
2. După caz, OST și toți OST din fiecare zonă sincronă transmit ENTSO-E, spre publicare, cantitatea totală a capacității de rezervă pe RSF și cotele capacității de rezervă pe RSF necesare fiecărui OST, specificate în conformitate cu punctul 510 ca obligație de RSF inițială, cu cel puțin o lună înainte de aplicarea acestora.
3. OST și toți OST din zona sincronă transmit ENTSO-E, spre publicare, proprietățile RSF stabilite pentru zona lor sincronă în conformitate cu punctul 513 și cerințele suplimentare pentru grupurile furnizoare de RSF în conformitate cu punctul 514, cu cel puțin trei luni înainte de aplicarea acestora.

**Secțiunea 6**

**Informații referitoare la RRF**

1. OST și toți OST din fiecare bloc RFP transmit ENTSO-E, spre publicare, cerințele pentru disponibilitatea RRF și pentru controlul calității în conformitate cu punctul 546 și cerințele tehnice de racordare specificate în conformitate cu punctul 547 pentru blocul lor RFP, cu cel puțin trei luni înainte de aplicarea acestora.
2. OST și toți OST din fiecare bloc RFP transmit ENTSO-E, spre publicare, regulile de dimensionare a RRF specificate pentru blocul lor RFP în conformitate cu punctul 541, cu cel puțin trei luni înainte de data intrării în vigoare a acordului operațional în blocul RFP.
3. OST și toți OST din fiecare zonă sincronă transmit ENTSO-E, spre publicare, până la data de 30 noiembrie a fiecărui an, o prognoză a capacităților de rezervă pe RRF ale fiecărui bloc RFP pentru anul următor.
4. OST și toți OST din fiecare zonă sincronă transmit ENTSO-E, spre publicare, în termen de 30 de zile de la încheierea trimestrului, capacitățile reale de rezervă pe RRF ale fiecărui bloc RFP din ultimul trimestru.

**Secțiunea 7**

**Informații referitoare la RI**

1. OST și toți OST din fiecare bloc RFP care operează un proces de înlocuire a rezervelor transmit ENTSO-E, spre publicare, cerințele pentru disponibilitatea RI specificate în conformitate cu punctul 565 și cerințele tehnice de racordare specificate în conformitate cu punctul 566 pentru blocul lor RFP, cu cel puțin trei luni înainte de aplicarea acestora.
2. Toți OST din zona sincronă transmit ENTSO-E, spre publicare, până la data de 30 noiembrie a fiecărui an, o prognoză a capacităților de rezervă pe RI ale fiecărui bloc RFP pentru anul următor.
3. OST și toți OST din zona sincronă transmit ENTSO-E, spre publicare, în termen de 30 de zile de la încheierea trimestrului, capacitățile reale de rezervă pe RI ale fiecărui bloc RFP din ultimul trimestru.

**Secțiunea 8**

**Informații referitoare la partajare și la schimb**

1. OST și toți OST din zona sincronă transmit ENTSO-E, spre publicare, compilațiile anuale ale acordurilor de partajare a RRF și de partajare a RI pentru fiecare bloc RFP din zona sincronă, în conformitate cu punctul 670 și punctul 673. Aceste compilații cuprind următoarele informații:
2. identitatea blocurilor RFP pentru care există un acord de partajare a RRF sau RI;
3. cota RRF și RI reduse datorită fiecărui acord de partajare a RRF sau RI.
4. OST și toți OST din zona sincronă transmit ENTSO-E, spre publicare, informațiile privind repartizarea RSF între zonele sincrone, în conformitate cu punctul 665. Informațiile cuprind:
5. cota din capacitatea de rezervă pe RSF partajată între OST care au încheiat acorduri de partajare a RSF;
6. efectele partajării RSF asupra capacității de rezervă pe RSF a OST implicați.
7. După caz, OST și toți OST publică informațiile privind schimbul de RSF, RRF și RI.

**Anexa nr.1**

**la Codul privind operarea**

**sistemului de transport al energiei electrice**

aprobat prin Hotărârea ANRE nr. \_\_\_\_\_\_\_\_\_

1. Domenii de tensiune la punctul de racordare între 110 kV și 300 kV menționat în Partea a Doua Titlul I Capitolul II Secțiunea 1 în Zona sincronă Europa Continentală: 0,90 pu - 1,118 pu.

2. Domenii de tensiune la punctul de racordare între 300 kV și 330 kV inclusiv, menționat în Partea a Doua Titlul I Capitolul II Secțiunea 1, în Republica Moldova: 0,90 pu - 1,1 pu.

3. Domenii de tensiune la punctul de racordare între 330 kV exclusiv și 400 kV, menționat în Partea a Doua Titlul I Capitolul II Secțiunea 1 din Zona sincronă Europa Continentală: 0,90 pu - 1,05 pu.

**Anexa nr.2**

**la Codul privind operarea**

**sistemului de transport al energiei electrice**

aprobat prin Hotărârea ANRE nr. \_\_\_\_\_\_\_\_\_

1. Parametrii care definesc calitatea frecvenței ai zonei sincrone Europa Continentală menționate în Partea a Patra, Titlul II, Secțiunea 1:

1) domeniul de frecvență standard: ± 50 mHz

2) abatere maximă a frecvenței instantanee: 800 mHz

3) abaterea maximă de frecvență în regim staționar: 200 mHz

6) durata de restabilire a frecvenței: 15 minute

8) timpul de declanșare a stării de alertă: 5 minute

2. Parametrii-țintă pentru calitatea frecvenței ai zonei sincrone Europa Continentală menționată în Partea a Patra, Titlul II, Secțiunea 1:

- numărul maxim de minute în afara domeniului de frecvență standard: 15 000 de minute.

**Anexa nr.3**

**la Codul privind operarea**

**sistemului de transport al energiei electrice**

aprobat prin Hotărârea ANRE nr. \_\_\_\_\_\_\_\_\_

Cerințe tehnice minime pentru RSF ale zonei sincrone Europa Continentală menționată în Partea a Patra, Titlul V, Secțiunea 2:

1) Efectul maxim combinat al insensibilității inerente a răspunsului la abaterile de frecvență și al posibilei benzi moarte voluntare a acestui răspuns la nivelul regulatorului unităților furnizoare de RSF sau grupurilor furnizoare de RSF: 10 mHz;

2) durata de activare integrală a RSF: 30 de secunde;

3) Abaterea de frecvență pentru activarea integrală a RSF: ± 200 mHz.

**Anexa nr.4**

**la Codul privind operarea**

**sistemului de transport al energiei electrice**

aprobat prin Hotărârea ANRE nr. \_\_\_\_\_\_\_\_\_

**1.** Limite și cerințe pentru schimbul de RSF menționate în Partea a Patra, Titlul VII, Capitolul 1, Secțiunea 1 în zona sincronă Europa Continentală:

1) *Schimbul de RSF permis între OST din blocurile RFP adiacente*:

– OST dint-un bloc RFP se asigură că cel puțin 30 % din totalul obligațiilor lor RFP inițiale combinate sunt furnizate fizic în interiorul blocului lor RFP, iar capacitatea de rezervă pe RFP, localizată fizic într-un bloc RFP ca rezultat al schimbului de RSF cu alte blocuri RFP, este limitată la maximum:

* + - 30 % din totalul obligațiilor de RFP inițiale combinate ale OST din blocul RFP la care este racordată fizic capacitatea de rezervă pe RSF;

- 100 MW de capacitate de rezervă pe RSF.

2) *Schimbul de RSF permis între OST din zonele RFP ale aceluiași bloc RFP*:

– OST din zonele RFP care constituie un bloc RFP au dreptul de a specifica, în acordul operațional în blocul RFP, limite interne pentru schimbul de RSF între zonele RFP din același bloc RFP în vederea:

- evitării congestiilor interne în cazul activării RSF;

- asigurării unei distribuții uniforme a capacității de rezervă pe RSF în caz de divizare a rețelei;

- evitării destabilizării PSF sau a siguranței în funcționare.

**2.** Limite și cerințe pentru schimbul de RSF menționat în Partea a Patra, Titlul VII, Capitolul 1, Secțiunea 1, în alte zone sincrone:

*Schimbul de RSF permis între OST din zona sincronă*:

– OST din zona sincronă au dreptul de a specifica, în acordul operațional pentru zona sincronă, limite aplicabile schimbului de RSF în vederea:

- evitării congestiilor interne în cazul activării RSF;

- asigurării unei distribuții uniforme a RSF în caz de divizare a rețelei;

- evitării destabilizării PSF sau a siguranței în funcționare.

**Anexa nr.5**

**la Codul privind operarea**

**sistemului de transport al energiei electrice**

aprobat prin Hotărârea ANRE nr. \_\_\_\_\_\_\_\_\_

Cerințe și limite pentru schimbul de RRF într-o zonă sincronă:

**1.** Schimbul de RRF permis între OST din diferite blocuri RFP:

OST dintr-un bloc RFP ar trebui să se asigure că cel puțin 50 % din capacitatea lor totală de rezervă pe RRF care rezultă din regulile de dimensionare a RRF de la punctul 534 din Partea a Patra, Titlul VI, Secțiunea 1 și înainte de orice reducere datorată schimbului de RRF în conformitate cu punctul 535 din Partea a Patra, Titlul VI, Secțiunea 1, rămâne localizată în blocul lor RF.

**2.** Schimbul de RRF permis între OST din zonele RFP din același bloc RFP:

OST din zonele RFP care constituie un bloc RFP au dreptul de a specifica, dacă este necesar, în acordul operațional în blocul RFP, limite interne pentru schimbul de RRF între zonele RFP din același bloc RFP în vederea:

- evitării congestiilor interne datorate activării capacității de rezervă pe RRF care face obiectul schimbului de RRF;

- asigurării unei distribuții uniforme a RRF în zona sincronă și blocurile RFP în caz de divizare a rețelei;

- evitării destabilizării PRF sau a siguranței în funcționare.

**Anexa nr.6**

**la Codul privind operarea**

**sistemului de transport al energiei electrice**

aprobat prin Hotărârea ANRE nr. \_\_\_\_\_\_\_\_\_

Cerințe și limite pentru schimbul de RI în zona sincronă:

**1.** Schimbul de RI permis între OST din diferite blocuri RFP:

OST din zonele RFP care constituie un bloc RFP trebuie să se asigure că cel puțin 50 % din capacitatea lor combinată totală de rezervă pe RI care rezultă din regulile de dimensionare a RI în conformitate cu punctul 552 din Partea a Patra, Titlul VI, Secțiunea 4 și înainte de orice reducere a capacității de rezervă pe RI ca urmare a partajării RI în conformitate cu punctul 553 din Partea a Patra, Titlul VI, Secțiunea 5 și punctul 554 din Partea a Patra, Titlul VI, Secțiunea 6 rămâne localizată în blocul lor RFP.

**2.** Schimbul de RI permis între OST din zonele RFP din același bloc RFP:

OST din zonele RFP care constituie un bloc RFP au dreptul de a defini, dacă este necesar, în acordul operațional în blocul RFP, limite interne pentru schimbul de RI între zonele RFP din același bloc RFP în vederea:

- evitării congestiilor interne datorate activării capacității de rezervă pe RI care face obiectul schimbului de RI;

- asigurării unei distribuții uniforme a RI în zona sincronă în caz de divizare a rețelei;

- evitării ca stabilitatea PIR sau siguranța în funcționare să fie afectată.