

AGENȚIA NAȚIONALĂ PENTRU REGLEMENTARE ÎN ENERGETICĂ

HOTĂRÎRE

cu privire la aprobarea Normelor tehnice ale rețelelor electrice de transport

nr. 266 din 20.11.2007

Monitorul Oficial nr.188-191/694 din 07.12.2007

* * *

Abrogat: 07.01.2022

Hotărîrea ANRE nr.656 din 21.12.2021

Acțiunînd în temeiul art.5 alin.(1), art.7 lit.g) din [Legea cu privire la energia electrică nr.137-XIV din 17 septembrie 1998](#) (Monitorul Oficial al Republicii Moldova 1998, nr.111-113, art.681) în scopul stabilirii regulilor și cerințelor de ordin tehnic pentru operatorul rețelei de transport și de sistem și participanții la piața de energie electrică, menite să realizeze funcționarea sigură și economică a Sistemului Electroenergetic Național, Consiliul de administrație al Agenției Naționale pentru Reglementare în Energetică

[Preambulul completat prin [Hot. ANRE nr.210/2015 din 09.10.2015](#), în vigoare 11.12.2015]

HOTĂRĂȘTE:

1. Se aprobă Normele tehnice ale rețelelor electrice de transport expuse în anexă, parte integrantă la prezenta hotărîre.
2. Titularul de licențe pentru transportul de energie electrică și activitatea de dispecerat central în procesul de activitate se va conforma regulilor și cerințelor stabilite de Normele menționate în pct.1.
3. Direcția Reglementări și Licențiere va monitoriza respectarea prezentei hotărîri.

DIRECTORUL GENERAL AL ANRE

Vitalie IURCU

Director

Nicolae Triboi

Director

Anatol Burlacov

Chișinău, 20 noiembrie 2007.

Nr.266.

NORMELE TEHNICE ale rețelei electrice de transport

Notă: Pe tot parcursul textului cuvintele ““ÎS “Moldelectrica”” se substituie cu abrevierea “ORTS”; abrevierea “SEN” se substituie cu abrevierea “SE”; cuvintele “aviz tehnic de racordare” se substituie cu cuvintele “aviz de racordare”, după sens; cuvintele “unităților de distribuție” se substituie cu cuvintele “operatorilor rețelelor de distribuție”; abrevierea “UD” se substituie cu abrevierea “ORD”, conform [Hot. ANRE nr.210/2015 din 09.10.2015](#), în vigoare 11.12.2015

I. INTRODUCERE

1. Normele tehnice ale rețelei electrice de transport denumite în continuare Norme, sunt elaborate în conformitate cu prevederile [Legii cu privire la energia electrică](#), Regulile pieței energiei electrice, [Regulamentului privind măsurarea energiei electrice în scopuri comerciale](#), precum și în concordanță cu cerințele ENTSO-E.

[Pct.1 în redacția [Hot. ANRE nr.210/2015 din 09.10.2015](#), în vigoare 11.12.2015]

2. Normele sînt act normativ care face parte din sistemul de reglementări specific transportului energiei electrice și dirijării operativ-tehnologice unice a SE.

[Pct.2 modificat prin [Hot. ANRE nr.210/2015 din 09.10.2015](#), în vigoare 11.12.2015]

Scop

3. Scopul Normelor este stabilirea regulilor și cerințelor minimale de ordin tehnic pentru participanții la piața de energie electrică, menite să realizeze funcționarea sigură continuă și economică a SE.

[Pct.3 completat prin [Hot. ANRE nr.210/2015 din 09.10.2015](#), în vigoare 11.12.2015]

4. Normele au ca obiective:

[Lit.a) pct.4 abrogată prin [Hot. ANRE nr.423/2019 din 22.11.2019](#), în vigoare 24.02.2020]

- b) stabilirea unui set de reguli pentru conducerea prin dispecer a SE;
- c) stabilirea responsabilităților și obligațiilor ORTS și ale tuturor utilizatorilor RET;
- d) specificarea parametrilor tehnici de calitate în funcționarea RET;
- e) stabilirea procedurilor de conducere prin dispecer a grupurilor generatoare, în conformitate cu regulile pieței de energie electrică;

[Lit.f) pct.4 abrogată prin [Hot. ANRE nr.423/2019 din 22.11.2019](#), în vigoare 24.02.2020]

g) stabilirea cerințelor tehnice pentru grupurile dispecerizabile racordate la rețeaua electrică de distribuție;

h) stabilirea principiilor pentru dezvoltarea RET;

i) stabilirea interfețelor și a fluxurilor informaționale dintre ORTS și utilizatorii RET.

[Pct.4 modificat prin [Hot. ANRE nr.423/2019 din 22.11.2019](#), în vigoare 24.02.2020]

[Pct.4 completat prin [Hot. ANRE nr.210/2015 din 09.10.2015](#), în vigoare 11.12.2015]

Domeniul de aplicare

5. Normele reglementează activitățile ORTS și ale centrelor de dispecer și se aplică nediscriminatoriu utilizatorilor RET.

6. Utilizatorii RET au obligația de a respecta prevederile Normelor.

Atribuții și competențe

7. ORTS desfășoară următoarele activități specifice:

- a) serviciul de transport al energiei electrice;
- b) planificarea și dezvoltarea RET în baza politicii energetice naționale;
- c) măsurarea energiei electrice tranzacționată prin RET.

[Pct.7 în redacția [Hot. ANRE nr.210/2015 din 09.10.2015](#), în vigoare 11.12.2015]

8. ORTS prestează, serviciu public pentru toți utilizatorii RET, asigurând accesul nediscriminatoriu la RET, potrivit legii, oricărui solicitant care îndeplinește cerințele tehnice prevăzute în prezentele Norme.

[Pct.8 modificat prin [Hot. ANRE nr.210/2015 din 09.10.2015](#), în vigoare 11.12.2015]

9. ORTS conform [Legii cu privire la energia electrică](#) și prezentelor Norme, are ca obiect principal

de activitate:

- a) dirijarea operativ-tehnologică unică a sistemului electroenergetic și transportul energiei electrice prin RET;
- b) exploatarea și dezvoltarea rețelei electrice de transport, de telecomunicații și tehnologii informatice în corelare cu sistemele de producție și distribuție a energiei electrice;
- c) asigurarea funcționării sistemului național de transport a energiei electrice în condiții de calitate, siguranță, eficiență economică și protecție a mediului înconjurător;
- d) exploatarea interconexiunilor și tranzitului internațional al energiei electrice;
- e) asigurarea interconexiunilor și condițiilor optime de funcționare în paralel cu sistemele electroenergetice ale altor state;
- f) implementarea programelor specializate pentru determinarea parametrilor de funcționare optimă a sistemului electroenergetic național; efectuarea unor schimburi de energie electrică cu partenerii externi de interconexiune pe piața locală de balansare a energiei electrice pentru evitarea dezechilibrelor de producție-consum;

[Lit.g) pct.9 abrogată prin Hot. ANRE nr.423/2019 din 22.11.2019, în vigoare 24.02.2020]

h) coordonarea activităților de import-export sau de tranzit.

[Pct.9 modificat prin Hot. ANRE nr.423/2019 din 22.11.2019, în vigoare 24.02.2020]

[Pct.9 modificat prin [Hot. ANRE nr.210/2015 din 09.10.2015](#), în vigoare 11.12.2015]

[Pct.10 abrogat prin [Hot. ANRE nr.210/2015 din 09.10.2015](#), în vigoare 11.12.2015]

Abrevieri

Agenteie (ANRE)	Agenția Națională pentru Reglementare în Energetică
DASF	Deconectarea Automată a Sarcinii la Frecvență (scăzută)
SCD	Serviciul Central de Dispecerat
SODR	Serviciul Operativ de Dispecer Regional (filială)
ETSO	Organizația Operatorilor de Transport și Sistem Europeni (European Transmission System Operators)
ORD	Operatorul rețelei de distribuție
RAR	Reanclanșare Automată Rapidă
RARM	Reanclanșare Automată Rapidă Monofazată
RAT	Regulator Automat de Tensiune
RAV	Regulator Automat de Viteză
RED	Rețea Electrică de Distribuție
RET	Rețeaua Electrică de Transport
SCADA	Sistem de Monitorizare, Comandă și Achiziție de Date (Supervisory Control And Data Aquisition)
SE	Sistemul Electroenergetic
SS-F	Servicii de Sistem Funcționale
SS-T	Servicii de Sistem Tehnologice
ORTS	Operatorul Rețelei de Transport și de Sistem
ENTSO-E	Rețeaua Europeană a Operatorilor Rețelelor de Transport a Energiei Electrice

Definiții

Acces la rețeaua electrică	Dreptul agenților economici care produc și/sau furnizează energie electrică, precum și al consumatorilor finali de energie electrică de a se racorda și de a folosi în condițiile legii rețelele electrice de transport.
Acord de confidențialitate	Documentul semnat în comun de către ORTS și solicitantul de acces la rețea în privința obligațiilor reciproce pe care și le asumă fiecare de a respecta confidențialitatea unor date și informații.
Adecvanța SE	Capacitatea sistemului electroenergetic de a satisface în permanență cererile de putere și energie ale consumatorilor, luând în considerare ieșirile din funcțiune ale elementelor sistemului, atât cele programate, cât și cele rezonabil de așteptat a se produce neprogramat.
Avarie (incident)	Eveniment accidental care apare în instalațiile de producere a energiei electrice, în rețelele de transport și de distribuție a energiei electrice cu tensiunile de peste 1 kV, care se manifestă prin modificarea stării anterioare a ansamblurilor funcționale, prin abateri ale parametrilor funcționali ai acestora în afara limitelor prevăzute prin reglementări sau contracte sau prin reduceri ale puterii electrice produse pe centrală sau pe grupuri, indiferent de efectul evenimentului asupra consumatorilor și indiferent de momentul în care se produce.
Aviz de racordare	Aviz scris, valabil numai pentru un anumit amplasament care se eliberează de către ORTS, la cererea unui solicitant, asupra condițiilor de racordare la rețeaua electrică de transport, pentru satisfacerea cerințelor solicitantului, cât și funcționarea ulterioară a instalațiilor respective în sistemul electroenergetic.
Banda primară de reglaj al tensiunii	Zona din diagrama de funcționare P-Q a unui grup generator sincron în care energia reactivă produsă/ absorbită nu se plătește.
Banda secundară de reglaj al tensiunii	Zonele din diagrama de funcționare P-Q a unui grup generator sincron în care producerea/ absorbția energiei reactive se face cu costuri suplimentare și solicitări mari ale acestuia și în care se plătește energia reactivă produsă/ absorbită.
Capacitatea de transport a RET	Valoarea maximă a puterii aparente care poate fi vehiculată prin RET în condiții de siguranță și stabilitate în funcționare și cu respectarea limitelor normate ale parametrilor tehnici de calitate.
Centru de dispecer	Structura organizatorică care este investită cu atribuțiile autorității de conducere prin dispecer asupra unor echipamente și instalații din SE.
Cogenerare	Producerea combinată a energiei electrice și termice.
Comanda operațională a SE	Componentă a conducerii prin dispecer a SE, care constă în comanda exercitată ierarhizat, în timp real de către un centru de dispecer și toate centrele de dispecer subordonate, referitoare la acțiunile asupra echipamentelor și instalațiilor din SE în scopul coordonării acestora și menținerii SE în stare normală de funcționare.
Conducerea prin dispecer	Activitatea tehnică specifică sectorului energiei electrice, care este efectuată de unități specializate ce au relații de autoritate asupra participanților la piața energiei electrice, în scopul exploatării coordonate a instalațiilor și echipamentelor componente ale SE care necesită o comandă unitară.

Consum tehnologic	Integrala în funcție de timp, pe un interval determinat a diferenței între puterea activă totală la intrarea și respectiv la ieșirea dintr-o rețea, dintr-o parte de rețea sau dintr-un element de rețea.
Consumator dispeceșerizabil	Consumatorul care, în concordanță cu aranjamentele contractuale, își reduce sarcina sau este întrerupt fie prin acțiunea directă a ORTS, fie prin acțiunea consumatorului, la cererea ORTS.
Criteriul (N-1)	<p>Regula conform căreia, după defectarea unui singur element de rețea (cum ar fi: o linie electrică, un transformator, un grup generator sau în unele cazuri o bară de stație electrică), elementele rămase în funcțiune trebuie să poată face față schimbărilor circulațiilor de curenți în rețea provocate de această singură defectare.</p> <p>Criteriul este satisfăcut dacă o contingență simplă nu are ca efect:</p> <ul style="list-style-type: none"> – întreruperi în alimentarea consumatorilor de energie electrică; – trecerea într-un regim staționar de funcționare în care există depășiri ale limitelor admisibile ale curentului (stabilite pentru durată nedeterminată și, respectiv, pe durată limitată de timp) și tensiunii care au drept consecință deteriorări de echipamente; – trecerea într-un regim staționar de funcționare în care valorile tensiunii nu se încadrează în benzile admisibile; – depășiri ale limitelor admisibile ale puterii de scurtcircuit în noduri; – pierderea stabilității SE; – declanșarea altor echipamente din RET, cu excepția celor care declanșează prin automatizări prevăzute special împotriva extinderii unei avarii în situația respectivă; – pierderea caracterului unitar al SE.
Criteriul de stabilitate statică	<p>Criteriu de dimensionare și verificare constând în respectarea puterilor maxime admisibile în secțiunile SE astfel încât să fie asigurată o rezervă normată de stabilitate statică de:</p> <p>$k_{rez}=20\%$ din puterea limită de stabilitate statică pentru fiecare secțiune, în schema cu N elemente în funcțiune;</p> <p>$k_{rez}=8\%$ din puterea limită de stabilitate statică pentru fiecare secțiune, în cazul unei contingențe simple, luând în considerare și puterea fluctuantă.</p> <p>Puterea maximă admisibilă ($P_{max adm}$) în secțiune care asigură o anumită rezervă de stabilitate statică se calculează cu formula:</p> $P_{max adm} =$ <p>unde:</p> <ul style="list-style-type: none"> - $P_{limită}$ este puterea limită de stabilitate statică în secțiune; - k_{rez} este procentul normat de rezervă (8% sau 20%) de stabilitate statică în secțiune; - P_f este puterea fluctuantă.
Durata medie de întrerupere	Timpul mediu al întreruperii alimentării cu energie electrică calculat pe o bază multianuală.

Funcționare în paralel (Funcționare în sincronism)	Stare de funcționare a unui ansamblu de grupuri generatoare interconectate printr-o rețea, caracterizată prin faptul că tensiunile electromotoare ale tuturor grupurilor generatoare se rotesc sincron.
Grup (generator)	Ansamblu de mașini rotative destinat să transforme energia de altă formă în energie electrică.
Grup dispacherizabil	Grup generator care poate fi programat pe piața angro și a cărei putere instalată se încadrează în următoarele categorii: – grupuri generatoare hidroenergetice cu putere mai mare de 10 MW, – grupuri generatoare termoeenergetice cu putere mai mare de 20 MW.
Indicatorul ‘minute sistem’ (MS)	Parametru de performanță al serviciului de transport care estimează durata medie de întrerupere anuală prin raportare la vârful de consum anual: $MS = \frac{EN[MWh/an] \times 60}{PV[MW]}$ unde: EN este energia nelivrată [MWh/an] consumatorilor din cauza incidentelor produse în RET; PV este vârful anual de consum [MW].
Indicatorul de severitate (IS)	Parametru de performanță al serviciului de transport care estimează, pe baza timpului mediu de întrerupere (TMI) pe an, durata medie a unei întreruperi a serviciului de transport: $IS = \frac{TMI}{NI}$ unde: NI este numărul de incidente produse în RET, însoțite de întreruperi în alimentare la consumatori, pe an.
Interconexiune	Echipament (ex. linie sau transformator) prin care se conectează două arii de reglaj sau două sisteme electroenergetice.
Limita de stabilitate statică în secțiune	Puterea activă maximă transferabilă printr-o secțiune a SE, pentru care se păstrează stabilitatea statică.
Mentenanță	Ansamblul tuturor acțiunilor tehnice și organizatorice care se execută asupra structurilor, instalațiilor (sisteme), ansambluri, echipamente și componente pentru menținerea sau restabilirea funcției pentru care au fost proiectate.
Obiectiv energetic	Ansamblu al instalațiilor, construcțiilor și echipamentul aferent, care este proiectat să producă/ să consume, să transporte și/sau să distribuie energia electrică.
Parametri normali de funcționare a SE	Parametri care respectă valorile limită următoare: – tensiuni: în benzile admisibile – curenți: sub valorile maxime admisibile de durată prin elementele rețelei; – frecvența: 49,95 – 50,05 Hz.

Perturbație majoră	Scurtcircuite, declanșări de linii, unități de transformare sau grupuri generatoare care determină abateri semnificative ale parametrilor de funcționare ai SE.
Planificarea operațională	Activitate constând în planificarea de către ORTS a schemei normale de funcționare pentru RET, a schemei de funcționare pe diferite orizonturi de timp (lunar, anual etc.) și în analiza siguranței în funcționare a SE.
Planul de apărare a SE împotriva perturbațiilor majore	Documentul conținând măsuri tehnice și organizatorice, cu rol de a împiedica extinderea avariilor în SE și de a limita consecințele acestora.
Planul de restaurare a funcționării SE după rămânerea parțială sau totală fără tensiune (Planul de restaurare a funcționării SE)	Documentul conținând toate măsurile tehnice și organizatorice ce se iau în vederea revenirii la starea normală de funcționare după un colaps al SE sau al unei zone a SE.
Probabilitatea de neacoperire a sarcinii	Probabilitatea de neacoperire a vârfului de consum în sistemul electroenergetic, cu puterea disponibilă existentă, calculată pentru o perioadă de un an.
Programarea operațională	Activitate constând în programarea pe un orizont de timp de cel mult o săptămână, de către ORTS, a schemei de funcționare a RET și a modului de echilibrare a balanței producție-consum.
Putere programată	Puterea activă prevăzută a fi produsă pentru acoperirea consumului prognozat.
Putere disponibilă	Puterea activă maximă brută, de durată, pe care un grup generator o poate da, cu respectarea condițiilor de siguranță mecanică și electrică.
Putere instalată	Puterea activă nominală indicată în documentația tehnică a fabricii constructoare, care este înscrisă pe plăcuța indicatoare sau care este indicată de fabricant.
Putere în avarie	Valoarea medie multianuală, la nivel SE, a puterii indisponibile datorită retragerilor neprogramate ale grupurilor
Putere fluctuantă	Se calculează cu formula $P_f = 1,4\sqrt{P_c}$, unde: P_c este puterea consumată în zona cu cel mai mic consum de o parte sau alta a secțiunii.
Puterea limită de stabilitate statică într-o secțiune a SE (P_{limita}) [MW]	Puterea activă maximă transferabilă printr-o secțiune a SE pentru care se păstrează stabilitatea statică.
Puterea maximă admisibilă ($P_{max adm}$)	Puterea activă maximă transferabilă printr-o secțiune a SE pentru care sînt respectate rezervele de stabilitate statică normate.
Putere netă	Puterea activă pe care un grup o poate injecta în rețeaua electrică. Se obține prin scăderea din puterea disponibilă a consumului necesar pentru serviciile proprii ale grupului.
Putere neutilizabilă	Parte din puterea instalată care nu poate fi produsă la un moment dat datorită: lipsei energiei primare, unor limitări temporare, lipsei capacității de evacuare, producției în cogenerare, insuficienței dimensionării a sistemelor de răcire, unor restricții ecologice etc.
Putere în reparație	Puterea totală, la nivel SE, a grupurilor retrase programat pentru lucrări de mentenanță.

Reglaj primar (reglajul frecvenței, reglajul primar al frecvenței)	Reglarea automată și rapidă (timp < 30 sec.) a puterii active a grupurilor generatoare sub acțiunea reguletoarelor de viteză proprii, în scopul menținerii echilibrului dintre producție și consum la o frecvență apropiată de valoarea de consemn, asigurând securitatea rețelei pe principiul solidarității partenerilor de producție.
Reglaj secundar (reglajul frecvență-putere)	Reglarea automată centralizată sau manuală a puterii active a unor grupuri generatoare desemnate, în scopul reducerii frecvenței și soldului SE la valorile de consemn în cel mult 15 minute.
Restricții de rețea	Situațiile de funcționare în care transportul energiei între două noduri sau zone de sistem conduce la nerespectarea parametrilor de siguranță în funcționare a SE, fiind necesară abaterea de la ordinea de merit a grupurilor dispecerizabile.
Rezervă de reglaj primar	Rezerva de putere care, la abaterea frecvenței de la valoarea de consemn, poate fi mobilizată automat în 30 secunde și poate rămâne în funcțiune pe durată de minimum 15 minute.
Rezervă de reglaj secundar	Rezerva de putere care, la abaterea frecvenței și/sau soldului SE de la valoarea de consemn, poate fi mobilizată automat într-un interval de maximum 15 minute.
Rezervă terțiară lentă	Rezerva de putere asigurată de grupuri generatoare care au timp de pornire și preluare a sarcinii mai mic de 7 ore.
Rezervă terțiară rapidă	Rezerva de putere asigurată de grupuri generatoare care sînt calificate pentru a realiza încărcarea sarcinii în maximum 15 minute.
SCADA	Sistem informatic de monitorizare, comandă și achiziție de date a unui proces tehnologic/ instalație.
Schema de funcționare	Schema electrică de conexiuni a echipamentelor și aparatajului primar dintr-o instalație, rețea sau sistem electroenergetic, inclusiv starea protecțiilor prin rele și automatizările de sistem aferente.
Schema normală de funcționare	Schema de funcționare aprobată de centrul de dispecer cu autoritate de decizie pentru o perioadă de timp determinată.
Schema programată de funcționare	Schema de funcționare aprobată de centrul de dispecer cu autoritate de decizie pentru ziua lucrătoare următoare și, după caz, pentru zilele nelucrătoare care o preced, ținînd cont de situația energetică, retragerile din exploatare și indisponibilitățile din SE.
Secțiune (a SE)	Totalitatea liniilor care leagă două zone ale SE.
Serviciul de sistem	Serviciul asigurat pentru menținerea nivelului de siguranță în funcționare a SE, precum și a calității energiei electrice conform normelor în vigoare.
Servicii de sistem funcționale (SS-F)	Servicii de sistem asigurate de ORTS, care exprimă activitatea curentă a operatorului. Au o natură de monopol.
Servicii de sistem tehnologice (SS-T)	Servicii de sistem asigurate de utilizatorii RET, de regulă de către producători, la solicitarea ORTS.
Serviciul de transformare și/sau conexiune	Asigurarea modificării nivelului de tensiune și/sau transmiterii unei cantități de energie electrică pentru beneficiar, prin elementele componente ale stației aparținînd prestatorului.
Serviciul de transport	Serviciul asigurat de ORTS care constă în asigurarea transmiterii unei cantități de energie electrică între două sau mai multe puncte ale rețelei de transport cu respectarea parametrilor de calitate.
Serviciul public (de	Activitate prin care titularul de licență are obligația de a asigura accesul

transport)	reglementat la rețeaua electrică de transport în condiții nediscriminatorii pentru toți participanții la piața energiei electrice precum și pentru alți consumatori racordați direct la rețeaua electrică de transport.
Siguranța în funcționare a SE	Performanța sistemului electroenergetic de a asigura livrarea energiei electrice la consumatori în limitele normelor acceptate și în cantitatea dorită. Siguranța la nivelul transportului poate fi cuantificată prin frecvența, durata, probabilitatea și magnitudinea unor efecte negative asupra furnizării / transportului / producției energiei electrice. Siguranța SE poate fi caracterizată luând în considerare două aspecte de bază și de funcționalitate ale unui sistem electroenergetic: <ul style="list-style-type: none"> – adecvanța și – securitatea.
Securitatea SE	Capacitatea SE de a face față unor perturbații bruște cum ar fi scurtcircuiturile sau pierderii neprevăzute ale unor elemente ale sistemului.
Sistem electroenergetic național - SE	Sistemul electroenergetic situat pe teritoriul Republicii Moldova, care constituie infrastructura de bază utilizată în comun de participanții la piața de energie electrică.
Stabilitate statică (Stabilitate la perturbații mici)	Capacitate a unui sistem electroenergetic de a ajunge într-o stare de regim permanent, identic cu regimul inițial sau foarte aproape de acesta, în urma unei perturbații mici oarecare.
Stabilitate tranzitorie	Capacitate a unui sistem electroenergetic de a reveni la o stare de funcționare sincronă, după una sau mai multe perturbații majore.
Stare critică	Regim permanent în care instalația electrică sau sistemul electroenergetic funcționează cu parametri în afara limitelor normale.
Stare normală de funcționare	Stare de funcționare care îndeplinește următoarele criterii: <ul style="list-style-type: none"> i) parametri de funcționare sînt parametri normali de funcționare; ii) este stare sigură de funcționare.
Stare perturbată de funcționare	Orice stare diferită de starea normală de funcționare.
Stare sigură de funcționare	Stare de funcționare în care sînt satisfăcute criteriul de siguranță (N-1), criteriul de stabilitate statică și condițiile de stabilitate tranzitorie.
Statismul (unui grup generator)	Raportul dintre abaterea cvasistaționară relativă de frecvență din rețea și variația relativă de putere a grupului ca urmare a acțiunii regulatorului de viteză. Acest parametru este ajustabil la nivelul regulatorului.
Telecomandă	Acționarea de la distanță a aparatelor de comutație și reglaj din alt loc decît camera de comandă a unei stații/centrale.
Teleconducere	Monitorizarea și telecomanda unei stații/centrale electrice fără personal.
Timpul mediu de întrerupere (TMI)	Parametru de performanță care se calculează în felul următor: $TMI = 8760 \times 60 \times$ unde: EN este energia nelivrată datorită întreruperilor serviciului de transport [MWh/an], iar EC este consumul anual net pentru sistemul electroenergetic (fără consumul propriu tehnologic) [MWh/an].

Utilizator RET	Persoană fizică sau persoană juridică căreia i se prestează serviciul de transport al energiei electrice.
Vîrf de consum (vîrf de sarcină)	Valoare maximă a sarcinii înregistrată într-o perioadă de timp.
Zonă (de sistem)	Parte semnificativă a unui sistem electroenergetic formată dintr-un ansamblu de linii și stații electrice grupate în concordanță cu un criteriu stabilit (administrativ, geografic, operațional ș.a.)

[Compartimentul "Definiții" modificat prin [Hot. ANRE nr.210/2015 din 09.10.2015](#), în vigoare 11.12.2015]

II. SERVICIILE DE TRANSPORT ȘI DE SISTEM

Serviciul de transport al energiei electrice

[Denumirea subtitlului cap.II completată prin [Hot. ANRE nr.210/2015 din 09.10.2015](#), în vigoare 11.12.2015]

11. ORTS asigura serviciul de transport și de sistem în condiții nediscriminatorii pentru utilizatorii RET, cu respectarea normelor și performanțelor prevăzute în prezentele Norme.

12. ORTS desfășoară următoarele activități conform Licenței pentru Transportul de energie electrică:

a) gestionează, exploatează, întreține, modernizează și dezvoltă:

- instalațiile din RET (linii, echipamentele din stațiile de conexiune și stațiile de transformare, instalațiile de protecție și automatizare etc.);

- echipamentele de măsurare a fluxurilor de energie electrică tranzacționată prin RET și la interfața cu utilizatorii RET;

- instalațiile de informatică și telecomunicații proprii din SE;

b) asigură serviciul de transport al energiei electrice prin RET pentru utilizatorii RET în conformitate cu contractele încheiate;

c) elaborează:

- programul de dezvoltare optimă a RET pe baza studiilor de perspectivă, în conformitate cu prevederile din prezentele Norme;

- programele de revizii/reparații ale instalațiilor din RET;

- programe specifice de studii și cercetări pentru instalațiile din RET;

d) propune tarife pentru serviciul de transport conform metodologiei aprobate de Agenție;

e) analizează și avizează îndeplinirea condițiilor tehnice de racordare de către utilizatorii RET, în conformitate cu normele stabilite;

f) realizează, modernizează, dezvoltă, întreține și verifică periodic echipamentele de măsurare a energiei electrice, potrivit prevederilor Regulamentului cu privire la măsurarea energiei electrice în scopuri comerciale, aprobat prin [Hotărârea ANRE nr.382 din 02 iulie 2010](#), acceptă solicitarea beneficiarilor serviciului de transport al energiei electrice privind participarea la controlul sau la citirea indicațiilor echipamentelor de măsurare;

g) realizează, exploatează, modernizează și dezvoltă sistemele de protecții și automatizări din RET;

h) realizează, întreține, modernizează și dezvoltă infrastructuri proprii de informatică și de telecomunicații și asigură servicii de informatică și telecomunicații pentru necesitățile proprii și terților, pe bază de contracte cu respectarea prevederilor legale;

i) realizează, întreține, modernizează și dezvoltă un sistem SCADA centralizat și sisteme informatice de interfață cu sistemele SCADA locale care să permită monitorizarea și conducerea operațională a SE;

j) monitorizează și evaluează siguranța în funcționare a instalațiilor din RET;

k) evaluează indicatorii de fiabilitate ai instalațiilor în conformitate cu prevederile normelor tehnice

în vigoare, în vederea fundamentării dezvoltării și modernizării RET;

l) asigură serviciul de transformare și/sau conexiune pentru utilizatorii RET;

[Pct.12 modificat prin [Hot. ANRE nr.210/2015 din 09.10.2015](#), în vigoare 11.12.2015]

[Pct.13 abrogat prin Hot. ANRE nr.423/2019 din 22.11.2019, în vigoare 24.02.2020]

14. ORTS trebuie să asigure serviciul de transport al energiei electrice astfel încât să îndeplinească integral condițiile tehnice necesare funcționării interconectate sincrone prin:

a) asigurarea unei capacități de interconexiune suficiente îndeplinirii criteriului de siguranță "N-1" în schema programată de funcționare, fără a influența negativ din punct de vedere tehnic sau economic funcționarea sistemelor electroenergetice vecine;

b) asigurarea echipării RET cu sisteme de protecție, automatizare, transmisiuni și comutație primară care să permită izolarea rapidă și eficientă a incidentelor din rețeaua electrică de transport și evitarea extinderii acestora;

c) asigurarea sistemelor de reglaj al tensiunii în vederea menținerii acestora în limitele prevăzute în prezentele Norme și realizarea schimburilor de putere reactivă cu sistemele electroenergetice vecine.

[Pct.14 modificat prin [Hot. ANRE nr.210/2015 din 09.10.2015](#), în vigoare 11.12.2015]

15. ORTS este responsabilă pentru administrarea documentației tehnice și a normelor care reglementează proiectarea, funcționarea, întreținerea și dezvoltarea instalațiilor componente ale RET. În acest context ORTS reexaminează periodic aceste norme și face propuneri pentru revizuirea lor atunci când este cazul.

16. ORTS gestionează energia electrică pentru acoperirea consumului tehnologic din RET cu încadrarea în limitele stabilite.

[Pct.16 completat prin [Hot. ANRE nr.210/2015 din 09.10.2015](#), în vigoare 11.12.2015]

17. Consumul tehnologic de energie electrică din RET este acoperit în baza contractelor încheiate de ORTS.

[Pct.17 în redacția [Hot. ANRE nr.210/2015 din 09.10.2015](#), în vigoare 11.12.2015]

Serviciul de Sistem

18. ORTS este singurul prestator al serviciului de sistem. Serviciul de sistem este realizat în beneficiul tuturor utilizatorilor RET cu scopul de a asigura:

a) funcționarea în siguranță a SE;

b) funcționarea pieței energiei electrice în condiții de eficiență, concurență, transparență și nediscriminare;

c) menținerea în permanență a parametrilor normați ai energiei electrice la toți participanții la piață;

d) restaurarea funcționării SE după un colaps total sau al unei zone.

[Pct.18 modificat prin [Hot. ANRE nr.210/2015 din 09.10.2015](#), în vigoare 11.12.2015]

19. Pentru realizarea serviciului de sistem ORTS utilizează:

a) resurse proprii constând în serviciile de sistem funcționale pe care le furnizează utilizând competența și mijloace tehnice specifice;

b) resurse achiziționate constând în servicii de sistem tehnologice.

20. Serviciile de sistem funcționale exprimă activitatea operațională a ORTS și sînt destinate să asigure următoarele funcții:

a) comanda operațională;

b) programarea operațională;

c) planificarea operațională a SE.

21. Serviciile de sistem tehnologice sînt furnizate de utilizatorii RET și utilizate de ORTS în scopul de a asigura:

- a) compensarea variației de sarcină în SE, respectiv reglarea frecvenței și a soldului SE;
- b) compensarea diferențelor față de programul de funcționare a SE, respectiv menținerea de capacități de rezervă de putere activă;
- c) reglarea tensiunilor în RET;
- d) compensarea consumului tehnologic din RET;
- e) restaurarea funcționării SE după un colaps total sau al unei zone.

22. Serviciile de sistem tehnologice sînt realizate cu următoarele mijloace (resurse):

- a) sistemele de reglaj primar a frecvenței;
- b) sistemul de reglaj secundar frecvență-putere;
- c) deconectare automată a sarcinii prin sistemele automate;
- d) sistemele locale de reglare a tensiunii;
- e) sistemele automate de izolare pe serviciile proprii și de autopornire a grupurilor generatoare în vederea restaurării funcționării SE după un colaps total sau al unei zone;
- f) consumatorii dispecerizabili care își reduc sarcina sau pot fi deconectați la dispoziția ORTS în cazul existenței acordului respectiv.

23. ORTS răspunde de siguranța funcționării SE și în consecință deține controlul și are drept de utilizare necondiționată asupra tuturor serviciilor de sistem tehnologice.

24. Utilizatorii RET vor acorda servicii de sistem tehnologice, la solicitarea ORTS, în conformitate cu performanțele tehnice ale instalațiilor lor, în scopul asigurării siguranței în funcționare a SE.

25. Prestatorii de servicii de sistem tehnologice sînt stabiliți de ORTS prin proceduri specifice. Aceste proceduri includ și posibilități de acordare a unor derogări pe termen limitat pentru a se conforma unor condiții de calificare.

26. Utilizatorii RET care au fost determinați în acest scop pot încheia contracte de acordare de servicii de sistem tehnologice.

27. ORTS solicită acordarea necondiționată de servicii de sistem tehnologice, în scopul realizării siguranței în funcționare a SE, în primul rînd de la prestatorii de servicii de sistem tehnologice care au oferte și care au încheiate contracte pentru servicii de sistem tehnologice și, în cazuri justificate, și de la utilizatorii RET cu care nu sînt încheiate contracte.

28. Serviciile de sistem tehnologice care nu sînt contractate dar sînt solicitate de către ORTS și acordate de prestatorii de servicii de sistem tehnologice respectivi vor fi plătite în baza reglementărilor specifice ale pieței de energie electrică.

Servicii de sistem tehnologice utilizate pentru a asigura stabilitatea frecvenței

Rezervele de putere

29. Rezervele de putere se clasifică, în funcție de timpul și modul (manual sau automat) în care pot fi mobilizate, astfel:

- a) rezerva de reglaj primar;
- b) rezerva de reglaj secundar;
- c) rezerva de reglaj terțiar rapid (rezerva "minut");
- d) rezerva terțiară lentă.

30. Principalele setări pentru regulatorul de viteză (insensibilitate, statism permanent, consemn de frecvență) și pentru repartitorul local al grupurilor participante la reglajul secundar (viteza de încărcare/descărcare grup, consemn de frecvență, funcționare simultană sau nu în reglaj primar și secundar) sînt la dispoziția ORTS în limitele declarate și verificate la punerea în funcțiune.

Rezerva de reglaj primar

31. Rezerva de reglaj primar trebuie să fie mobilizată automat și integral în maxim 30 s, la o abatere cvasistaționară a frecvenței de ± 200 mHz de la valoarea de consemn și trebuie să rămîna în funcțiune pe o durată de minim 15 minute dacă abaterea se menține.

32. Toți producătorii de energie electrică sînt obligați să asigure reglaj primar conform solicitării ORTS, prin grupurile dispecerizabile proprii sau prin colaborare cu alți producători.

33. Rezerva de reglaj primar trebuie să fie distribuită cât mai uniform în SE.

34. Ofertele de producție ale producătorilor vor ține seama de obligativitatea menținerii disponibile a rezervei de reglaj primar, în conformitate cu performanțele tehnice ale fiecărui grup generator.

Rezerva de reglaj secundar

35. Rezerva de reglaj secundar este rezerva care, la abaterea frecvenței și/sau soldului SE de la valoarea consemnată, poate fi integral mobilizată, automat, într-un interval de maximum 15 minute.

36. Rezerva de reglaj secundar are rolul de a participa la refacerea rezervei de reglaj primar și de a readuce frecvența și soldul SE la valoarea programată.

37. ORTS stabilește, atât în vederea programării și planificării funcționării grupurilor generatoare cât și în dispecerizare, rezerva de reglaj secundar necesară și repartizarea pe grupuri.

38. Producătorii asigură, în limitele caracteristicilor tehnice ale grupurilor, rezerva de reglaj secundar conform solicitării ORTS.

Rezerva de reglaj terțiar (rezerva "minut")

39. Rezerva de reglaj terțiar are rolul de a asigura refacerea rapidă (maximum 15 min.) a rezervei de reglaj secundar și de a participa la reglarea frecvenței și a soldului SE programate.

40. Rezerva "minut" este furnizată sub formă de rezervă turnantă sau sub formă de rezervă terțiară rapidă.

41. Rezerva "minut" se încarcă de către producători, la dispoziția ORTS, pe durata solicitată.

Rezerva terțiară lentă

42. Rezerva terțiară lentă are rolul de a reface rezerva "minut", asigurând echilibrul producție-consum în cazul apariției unor abateri de durată de la programul stabilit.

43. Rezerva terțiară lentă se încarcă de către producători, la dispoziția ORTS, pe durata solicitată.

Servicii de sistem tehnologice utilizate pentru a asigura stabilitatea tensiunii

44. Stabilitatea tensiunii se realizează sub coordonarea ORTS, prin participarea cu instalațiile proprii de reglaj, a producătorilor, a ORTS și a consumatorilor. Stabilitatea tensiunii în nodurile de graniță se realizează în colaborare cu operatorii sistemelor electroenergetice vecine.

[Pct.44 modificat prin [Hot. ANRE nr.210/2015 din 09.10.2015](#), în vigoare 11.12.2015]

45. Producătorii au obligația să asigure producția/absorbția de putere reactivă de către grupurile generatoare la cererea ORTS, conform condițiilor de racordare la RET.

46. ORTS, operatorii rețelelor de distribuție și consumatorii racordați la RET trebuie să-și compenseze consumul/ producția de putere reactivă din rețeaua proprie. Pot fi admise schimburi de putere reactivă între RET și rețelele de distribuție sau consumatorii racordați la RET dacă acestea nu afectează siguranța în funcționare a SE.

47. Schimburi de putere reactivă între RET și rețelele de distribuție sau consumatorii racordați la RET care afectează funcționarea economică a partenerilor respectivi, pot fi efectuate pe baza unor acorduri între aceștia.

Servicii de sistem tehnologice utilizate pentru a asigura restaurarea funcționării SE la rămânerea fără tensiune, în cazul unor avarii extinse sau al unui colaps de sistem

48. Restaurarea rapidă a funcționării SE se realizează utilizând surse de tensiune, care pot fi:

- a) grupuri generatoare cu autopornire;
- b) grupuri generatoare izolate pe servicii proprii;
- c) grupuri generatoare insularizate pe o zonă de consum;
- d) interconexiuni cu sistemele electroenergetice vecine.

49. Sursele de tensiune trebuie să permită realimentarea serviciilor auxiliare ale grupurilor generatoare care nu au reușit izolarea pe servicii proprii, precum și ale centralelor electrice și stațiilor

incluse în traseele de restaurare.

50. Participarea grupurilor generatoare la restaurarea funcționării SE este asigurată prin condițiile de racordare sau/și prin Planul de restaurare a funcționării SE, în funcție de necesitățile SE.

51. Producătorii trebuie să asigure în fiecare centrală izolarea a cel puțin un grup generator pe servicii proprii.

52. ORTS elaborează și revizuieste periodic Planul de restaurare a funcționării SE.

53. ORTS realizează coordonarea cu operatorii sistemelor vecine a planurilor de restaurare a funcționării sistemelor electroenergetice participante la interconexiune.

54. ORTS stabilește cu utilizatorii RET dreptul de a recurge la capacitatea de izolare pe servicii proprii, de insularizare cu o zonă de consum și la capacitatea de autopornire a grupurilor generatoare pentru asigurarea serviciului "restaurarea funcționării", conform condițiilor de racordare.

55. Utilizatorii RET au obligația de a colabora cu ORTS la întocmirea Planului de restaurare a funcționării SE și la testarea acestuia.

56. Măsurile pentru restaurarea funcționării SE vor fi luate de către ORTS, producători și operatorii rețelelor de distribuție sub coordonarea ORTS, în conformitate cu Planurile de restaurare a funcționării și în funcție de situația concretă.

[Pct.56 modificat prin [Hot. ANRE nr.210/2015 din 09.10.2015](#), în vigoare 11.12.2015]

57. Utilizatorii RET au obligația să acționeze pentru restaurarea funcționării SE și să-și demonstreze față de ORTS capacitatea de a îndeplini condițiile de reintegrare.

58. În procesul restaurării funcționării SE, fiecare operator al rețelei de distribuție și consumator execută dispozițiile ORTS cu privire la etapizarea în timp și volum a restaurării consumului.

[Pct.58 modificat prin [Hot. ANRE nr.210/2015 din 09.10.2015](#), în vigoare 11.12.2015]

59. Deconectarea manuală sau automată a consumului este necesară pentru a permite menținerea funcționării SE în situații excepționale caracterizate prin apariția unor deficite temporare de energie sau putere.

60. ORTS revizuieste semestrial listele din "Normativul de deconectări manuale ale unor categorii de consumatori de energie electrică" și "Normativul de limitare a consumului de energie electrică pe tranșe în situații deosebite în SN". Pentru aceasta, ORTS primește de la operatorii de distribuție datele necesare referitoare la consumatorii racordați la RED.

Cerințe privind sistemul teleinformațional necesar pentru realizarea serviciului de sistem în SE (conducerii prin dispecer)

61. Sistemul teleinformațional constă din totalitatea dotărilor tehnice - hard și soft - prin care se asigură în timp real și în afara timpului real informațiile necesare conducerii prin dispecer a instalațiilor energetice (măsură, semnalizări, alarme, dispoziții, reglaje etc.).

62. Sistemul teleinformațional cuprinde echipamente de acumulare, transmitere și prelucrare a informațiilor din instalațiile energetice și/sau centrele de dispecer.

63. Alimentarea cu energie electrică a sistemelor teleinformaționale utilizate în conducerea prin dispecer se realizează din surse autonome.

Sistemul de achiziție și prelucrare automată a datelor (EMS SCADA)

64. Centrele de dispecer ale ORTS trebuie să fie dotate cu un sistem propriu de acumulare și prelucrare automată a datelor (EMS SCADA) aferent rețelei electrice de transport și centralelor/ centralelor hidro care conțin unități dispecerizabile.

[Pct.64 completat prin [Hot. ANRE nr.210/2015 din 09.10.2015](#), în vigoare 11.12.2015]

65. Centrele de dispecer ale operatorilor rețelelor de distribuție trebuie să fie dotate cu sisteme proprii de acumulare și prelucrare automată a datelor (DMS SCADA) aferente rețelei de 110 kV care poate funcționa buclat, precum și pentru unitățile producătoare nedispecerizabile care debitează în

rețeaua electrică de distribuție.

[Pct.65 modificat prin [Hot. ANRE nr.210/2015 din 09.10.2015](#), în vigoare 11.12.2015]

66. Între sistemele EMS SCADA ale ORTS și sistemele DMS SCADA ale operatorilor rețelelor de distribuție, precum și între sistemele DMS SCADA ale operatorilor rețelelor de distribuție, se fac schimburi de date în timp real în conformitate cu necesitățile de conducere prin dispecer a SE. Aceste schimburi se realizează în baza unor acorduri între părți.

[Pct.66 modificat prin [Hot. ANRE nr.210/2015 din 09.10.2015](#), în vigoare 11.12.2015]

67. Tipul, volumul și rata de actualizare a informațiilor pentru fiecare sistem EMS SCADA /DMS SCADA și instalație se stabilește având în vedere necesitățile conducerii prin dispecer.

68. Sistemele EMS SCADA /DMS SCADA trebuie să permită arhivarea informațiilor necesare analizării funcționării SE, în conformitate cu cerințele de conducere prin dispecer.

69. Sistemele EMS SCADA /DMS SCADA trebuie să asigure validarea datelor și posibilitatea introducerii lor manuale în caz de necesitate.

70. Pentru fiecare instalație racordată la rețeaua electrică de transport, gestionarul acesteia trebuie să asigure colectarea și transmiterea informațiilor la sistemele EMS SCADA în conformitate cu cerințele ORTS.

[Pct.70 modificat prin [Hot. ANRE nr.210/2015 din 09.10.2015](#), în vigoare 11.12.2015]

71. Cerințele de la articolul precedent vor fi solicitate de utilizator încă din fazele de proiectare. Verificarea implementării lor va fi o condiție de acordare a avizului de racordare.

Sistemul de telecomunicații-voce

72. Realizarea legăturilor de telecomunicații-voce pentru conducerea prin dispecer se face prin căi de transmisie proprii și/sau închiriate.

73. Toate centrele de dispecer trebuie să fie dotate cu centrale telefonice proprii și instalații de înregistrare automată a convorbirilor operative.

74. Centralele cu unități dispecerizabile și stațiile electrice din rețeaua electrică de transport trebuie să fie dotate cu centrale telefonice proprii.

75. Operatorul rețelei de transport și de sistem trebuie să aibă legături telefonice directe cu operatorii sistemelor electroenergetice vecine.

[Pct.75 modificat prin [Hot. ANRE nr.210/2015 din 09.10.2015](#), în vigoare 11.12.2015]

76. Centralele cu unități nedispecerizabile și stațiile electrice din rețeaua electrică de distribuție trebuie să fie dotate cu legături telefonice cu centrele de dispecer cu comandă nemijlocită.

77. Stațiile electrice din rețeaua electrică de transport care au și tensiuni de 110 kV și mai mici trebuie să aibă legături telefonice și cu centrele de dispecer care au comandă nemijlocită în aceste stații.

78. Centrele de dispecer având relații de subordonare operațională/ funcțională trebuie să fie asigurate cu legături telefonice între ele prin două căi independente, din care cel puțin una directă.

79. Toate centrele de dispecer vor avea obligatoriu o legătură telefonică la o rețea publică.

80. Centrele de dispecer nesubordonate operațional, dar care au relații operaționale între ele, se prevăd cu legătură telefonică directă între ele, de la caz la caz, în funcție de importanța și volumul relațiilor operaționale dintre ele sau de necesitatea stabilirii de legături de rezervă.

81. Centralele și stațiile electrice aflate în comanda nemijlocită a ORTS sau filialelor teritoriale ale ORTS trebuie să aibă cu centrul de dispecer respectiv cel puțin două circuite directe de telecomunicații-voce cu acesta.

[Pct.81 modificat prin [Hot. ANRE nr.210/2015 din 09.10.2015](#), în vigoare 11.12.2015]

82. Realizarea legăturilor telefonice cu centrele de dispecer este obligația gestionarilor centralelor și stațiilor electrice respective.

83. Personalul operațional și personalul de comandă operațională are prioritate în utilizarea legăturilor de telecomunicații pentru efectuarea convorbirilor cu caracter operațional. În acest scop, toate legăturile de telecomunicații se fac prin centrale telefonice de dispecer - dacă deservește și alte compartimente - cu posibilitatea tehnică de preluare de către dispecer a legăturii telefonice în caz de necesitate.

84. Unitățile gestionare au obligația de a asigura realizarea, închirierea, întreținerea și plata costului legăturilor de telecomunicații și de telemecanică necesare între instalațiile proprii și centrul de dispecer care are comanda nemijlocită și între centrul de dispecer propriu și centrul de dispecer superior. Pentru legăturile asigurate prin rețeaua proprie a ORTS, realizarea legăturilor și întreținerea lor se fac în înțelegere cu acesta.

[Pct.84 modificat prin [Hot. ANRE nr.210/2015 din 09.10.2015](#), în vigoare 11.12.2015]

85. Intervențiile pentru remedierea defecțiunilor legăturilor de telecomunicații din activitatea de comandă operațională se efectuează în timpul cel mai scurt posibil, în scopul asigurării unei desfășurări normale a conducerii prin dispecer.

Regulatorul central de frecvență-putere

86. Dispeceratul central este dotat cu regulator central de frecvență-putere cu performanțe tehnice în conformitate cu cerințele ENTSO-E.

[Pct.86 modificat prin [Hot. ANRE nr.210/2015 din 09.10.2015](#), în vigoare 11.12.2015]

87. Regulatorul central de frecvență-putere trebuie să permită racordarea tuturor unităților calificate pentru serviciul de *reglaj secundar*.

III. CERINȚELE DE CALITATE PENTRU SERVICIILE DE TRANSPORT ȘI DE SISTEM

Frecvența în SE

88. Frecvența nominală a tensiunii în SE este de 50 Hz.

[Pct.88 în redacția [Hot. ANRE nr.210/2015 din 09.10.2015](#), în vigoare 11.12.2015]

89. Limitele normate de variație a frecvenței tensiunii din SE sunt:

- a) abaterea normal admisibilă 49,80 – 50,20 Hz, pe parcursul a 95% din timpul zilei (24 ore);
- b) abaterea admisibilă limită 49,60 – 50,40 Hz, pe parcursul a 5% din timpul zilei (24 ore).

[Pct.89 în redacția [Hot. ANRE nr.210/2015 din 09.10.2015](#), în vigoare 11.12.2015]

90. La funcționarea interconectată cu alte sisteme electroenergetice, în cazul declanșării celui mai mare grup generator din aria sincronă, nu au condiții de acționare automatizările DASF, iar frecvența revine la o valoare cvasistaționară aflată în limitele normate prin utilizarea rezervei de reglaj primar, secundar și terțiar.

Tensiunea în RET

91. În punctele de delimitare a RET cu instalațiile electrice ale utilizatorilor RET abaterile stabilite a tensiunii se caracterizează prin două valori - abaterea admisibilă $\pm 5\%$ și abaterea admisibilă limită $\pm 10\%$ de la tensiunea nominală a rețelei electrice în conformitate cu standardul național GOST-13109.

[Pct.91 completat prin [Hot. ANRE nr.210/2015 din 09.10.2015](#), în vigoare 11.12.2015]

92. Valorile normale ale tensiunii rețelei de transport sînt determinate de valorile maxime și minime admisibile ale tensiunii ($U_{cr.}$) și ale tensiunii maxime de lucru ($U_{max.l.}$). Valoarea maximă a tensiunii este limitată de tensiunea maximă de funcționare a transformatoarelor de forță, conform GOST-721. Valoarea minimă a tensiunii pentru rețele 110 kV și mai sus este limitată de tensiunea critică, determinată din condițiile funcționării stabile a SE, conform actelor normativ tehnice. Pentru rețelele 35

kV și mai jos valoarea minimă a tensiunii este determinată de GOST-13109. Aceste valori admisibile sînt:

- a) în orice punct al rețelei electrice de 400 kV banda admisibilă de tensiune este între 380 kV și 420 kV;
- b) în orice punct al rețelei electrice de 330 kV banda admisibilă de tensiune este între 297 kV și 363 kV;
- c) în orice punct al rețelei electrice de 110 kV banda admisibilă de tensiune este între 99 kV și 121 kV;
- d) în orice punct al rețelei electrice de 35 kV banda admisibilă de tensiune este între 31,5 kV și 38,5 kV.

Calitatea curbelor de tensiune și curent

93. Calitatea curbelor de tensiune și curent corespunde reglementarilor tehnice în vigoare conform celor prezentate în Tabelul nr.1.

Tabelul nr.1

Cerințe referitoare la calitatea curbelor de tensiune și curent

Obiectul reglementării	Prevederea
Forma curbei de tensiune	Factorul total de distorsiune armonică: 3% (la înaltă tensiune*) Se indică valorile admisibile pentru nivelul armonice
Raportul între secvența negativă și secvența pozitivă	Factor de nesimetrie de secvență negativă: 1% – înaltă tensiune

Siguranța în funcționare

94. RET este dimensionată și i se asigură funcționarea astfel încît să se respecte criteriul de siguranță (N -1), criteriul de stabilitate statică și condițiile de stabilitate tranzitorie.

95. Sînt exceptate de la această regulă cazurile consumatorilor sau zonelor de consum care în schema programată sînt alimentate radial, printr-un singur element de rețea (linie, transformator sau autotransformator), fără rezervă în alt element de rețea, precum și cazurile grupurilor generatoare care sînt racordate la SE printr-un singur element de rețea.

96. Un eveniment probabil care are ca efect pierderea unor elemente din SE (grupuri generatoare, elemente ale rețelei electrice de transport, instalații de compensare etc.), nu trebuie să ducă la afectarea siguranței funcționării interconectate, producînd declanșări în cascadă sau pierderea unui volum mare de consum; elementele de rețea rămase în funcțiune trebuie să poată suporta încărcarea suplimentară rezultată, abaterea de tensiune și regimul tranzitoriu cauzat de defectul inițial.

97. ORTS definește, în baza propriei experiențe, setul de contingente probabile avute în vedere în programarea și planificarea operațională și în timp real pentru a respecta condiția de mai sus.

98. În cazul unor perturbații majore care pun în pericol funcționarea SE în ansamblu sau a unei zone importante a acestuia, sînt aplicate automat și/sau manual, la dispoziția ORTS, măsuri în conformitate cu Normativul de deconectări manuale ale unor categorii de consumatori de energie electrică, Normativul de limitare a consumului de energie electrică pe tranșe în situații deosebite în SE, Planul de protecție a SE împotriva perturbațiilor majore și Planul de restaurare a funcționării SE.

99. ORTS este responsabilă pentru evaluarea indicatorilor de performanță la nivel de RET în conformitate cu prevederile în vigoare, aliniate la normele europene.

100. Indicatorii de performanță calculați sînt:

- a) timpul mediu de întrerupere;
- b) indicatorul de severitate;

c) indicatorul 'minute sistem'.

101. Indicatorii de siguranță calculați pentru fiecare nod al RET sînt:

- a) durata medie de întrerupere;
- b) numărul mediu de întreruperi urmate de reparații;
- c) numărul mediu de întreruperi urmate de manevre.

Criteriul (N-1) în conducerea prin dispecer a RET

102. Criteriul (N-1) aplicat în operarea RET este satisfăcut dacă contingența simplă nu are ca efect:

- a) întreruperi în alimentarea consumatorilor de energie electrică;
- b) trecerea într-un regim staționar de funcționare în care există depășiri ale limitelor admisibile ale curentului (stabilite pentru durată nedeterminată și, respectiv, pe durată limitată de timp) și tensiunii care au drept consecință deteriorări de echipamente;
- c) trecerea într-un regim staționar de funcționare în care valorile tensiunii nu se încadrează în benzile admisibile; se admite, ca încadrare în criteriu, scăderea tensiunii pînă la 360 kV (în rețeaua de 400 kV), 300 kV (în rețeaua de 330 kV), 90 kV (în rețeaua de 110 kV), 32 kV (în rețeaua de 35 kV) după o contingență, dacă prin măsuri operaționale de încărcare/ descărcare a unor grupuri sau/și de modificare a configurației rețelei, se revine la valorile normale într-un interval de 15 minute;
- d) depășiri ale limitelor admisibile ale puterii de scurtcircuit în noduri;
- e) pierderea stabilității SE;
- f) declanșarea altor echipamente din RET, cu excepția celor care declanșează prin automatizări prevăzute special împotriva extinderii unei avarii în situația respectivă;
- g) pierderea caracterului unitar al SE.

103. Prin contingență simplă se înțelege declanșarea unui singur element din SE, care poate fi:

- a) un circuit de linie;
- b) ambele circuite ale unei linii dublu circuit pe stâlpi comuni, dacă lungimea porțiunii comune este mai mare de 10 km;
- c) un transformator sau autotransformator;
- d) un echipament de compensare (capacitiv sau inductiv);
- e) un grup generator sau mai multe grupuri generatoare, în cazul în care sînt legate la rețea printr-un singur element;
- f) un consum concentrat în condițiile funcționării corecte a protecțiilor și automatizărilor din SE.

IV. PLANIFICAREA DEZVOLTĂRII REȚELEI ELECTRICE DE TRANSPORT

104. Activitatea de planificare privind dezvoltarea RET în cadrul SE se realizează de către ORTS în conformitate cu competențele și atribuțiile stabilite prin [Legea cu privire la energia electrică](#).

[Pct.104 modificat prin [Hot. ANRE nr.210/2015 din 09.10.2015](#), în vigoare 11.12.2015]

105. Reieșind din funcțiile stabilite, ORTS are obligația de a elabora planuri de dezvoltare privind transportul energiei electrice în concordanță cu stadiul actual și evoluția viitoare a consumului de energie electrică, cuprinzînd modalitățile de finanțare și de realizare a investițiilor rezultate din acest plan, cu luarea în considerare și a planurilor de amenajare și de sistematizare a teritoriului străbătut de instalațiile electrice de transport.

[Pct.105 modificat prin [Hot. ANRE nr.210/2015 din 09.10.2015](#), în vigoare 11.12.2015]

106. Criteriile tehnice de proiectare precum și procedurile și normele aplicate în planificarea dezvoltării RET, trebuie respectate de toți utilizatorii RET în planificarea dezvoltării propriilor instalații de racordare la RET.

107. Activitatea de planificare a dezvoltării RET se desfășoară în concordanță cu strategia și politica energetică națională.

108. Datele necesare activității de planificare a dezvoltării RET sînt furnizate obligatoriu către ORTS de utilizatorii RET, după cum urmează:

- a) toți producătorii existenți și cei potențiali;
- b) toți operatorii rețelelor de distribuție și consumatorii eligibili;
- c) toți furnizorii licențiați de către Agenție.

[Pct.108 modificat prin [Hot. ANRE nr.210/2015 din 09.10.2015](#), în vigoare 11.12.2015]

109. Planul de dezvoltare este supus spre aprobare Agenției în conformitate cu prevederile [Legii cu privire la energia electrică](#). Planul de dezvoltare se publică pe pagina electronică a ORTS.

[Pct.109 în redacția [Hot. ANRE nr.210/2015 din 09.10.2015](#), în vigoare 11.12.2015]

110. Planul de dezvoltare a RET trebuie să prevadă:

- a) acoperirea consumului de putere și energie electrică, în condiții de siguranță și de eficiență economică, în conformitate cu politica energetică națională;
- b) corelarea acțiunilor între ORTS și participanții la piața de energie electrică, referitor la orice serviciu solicitat care poate avea impact asupra siguranței în funcționare a SE;
- c) oportunitățile zonale pentru racordare și utilizare a RET funcție de prognoza de dezvoltare a consumului și necesitățile de capacități noi instalate, în scopul funcționării eficiente, în condiții de siguranță;
- d) stabilirea nivelului de rezervă în SE pentru producerea și transportul energiei electrice la vîrf de consum în conformitate cu cerințele de dimensionare.

[Pct.110 modificat prin [Hot. ANRE nr.210/2015 din 09.10.2015](#), în vigoare 11.12.2015]

111. Activitatea de planificare a dezvoltării RET urmărește realizarea următoarelor obiective:

- a) să asigure dezvoltarea RET astfel încît aceasta să fie corespunzător dimensionată pentru transportul de energie electrică prognozată a fi produsă, importată, exportată și tranzitată și să elaboreze un plan de dezvoltare în perspectivă;
- b) să asigure funcționarea în condiții de siguranță a SE și să permită transportul energiei electrice la niveluri de calitate corespunzătoare în conformitate cu prevederile prezentelor Norme;
- c) să concretizeze rezultatele activității de planificare a dezvoltării prin:
 - inițierea procedurilor necesare promovării investițiilor noi în RET rezultate ca eficiențe;
 - evaluarea costurilor marginale pe termen lung în fiecare nod al RET;
 - furnizarea de informații pentru elaborarea sistemelor de tarife de transport.

112. Elaborarea planului de dezvoltare a RET are la bază următoarele date de intrare:

- a) situația curentă și pentru o perspectivă de 10 ani a cererii de consum pusă la dispoziție de către furnizori și consumatori eligibili, licențiați sau în curs de licențiere;
- b) ofertele de producție de energie electrică ale producătorilor pentru minim 10 ani, licențiați sau în curs de licențiere;
- c) informațiile tehnice necesare planificării dezvoltării RET, puse la dispoziție de operatorilor rețelelor de distribuție la cererea ORTS, în conformitate cu normele în vigoare;
- d) nivelul de siguranță în funcționare a SE în ansamblu și pe fiecare nod conform normelor în vigoare;
- e) probabilitatea de neacoperire a sarcinii;
- f) strategia dezvoltării infrastructurii SE;
- g) strategia dezvoltării infrastructurii sistemului de telecomunicații.

113. Alte categorii de date necesare planificării dezvoltării RET vor fi furnizate la cererea expresă a ORTS.

114. Dimensionarea RET se efectuează în condițiile îndeplinirii criteriului (N-1).

115. Criteriul (N-1) este utilizat pentru justificarea tehnică a propunerilor de dezvoltare a RET.

116. Verificarea criteriului (N-1) se face pentru transferul maxim de putere prognozat prin RET.

117. Pentru RET (400 kV, 330 kV), criteriul (N-1) se aplică la dimensionarea unei secțiuni a SE, pentru un moment de timp corespunzător celor mai grele condiții de funcționare, avînd la bază:

- a) ieșirea din funcțiune neplanificată a celui mai mare grup generator dintr-o zonă deficitară;

b) puterea maximă generată într-o zonă excedentară.

Criterii tehnice pentru verificarea dimensionării RET din punctul de vedere al stabilității SE

118. Criterii tehnice pentru verificarea dimensionării RET la încărcare maximă admisă din criteriile de stabilitate statică:

a) verificarea RET la încărcare maximă admisă din criteriile de stabilitate statică se face pentru o perspectivă de pînă la 10 ani pentru configurația de rețea rezultată ca optimă din punct de vedere tehnic și economic;

b) la vîrf de consum maxim anual, RET trebuie să asigure o rezervă de stabilitate statică de minimum 20% în configurația cu toate liniile electrice în funcțiune și o rezervă de cel puțin 8% în regim cu (N-1) elemente în funcțiune.

119. Criterii tehnice pentru verificarea dimensionării RET din condiții de stabilitate tranzitorie:

a) verificarea RET din condiții de stabilitate tranzitorie se face pentru o perspectivă de pînă la cinci ani pentru configurația care satisface criteriile de stabilitate statică.

b) verificarea condițiilor de stabilitate tranzitorie se realizează la următoarele tipuri de perturbații:

- în configurația cu N elemente în funcțiune: scurtcircuit polifazat permanent (bifazat cu pămîntul sau trifazat), pe o linie electrică de 400 kV sau 330 kV izolat prin acționarea corectă a protecțiilor de bază și a întrerupătoarelor;

- în configurația cu (N -1) elemente în funcțiune:

• scurtcircuit monofazat pe o linie electrică de 400 kV sau 330 kV eliminat prin acționarea corectă a protecțiilor de bază și a întrerupătoarelor și urmat de RARM reușit;

• scurtcircuit polifazat permanent (bifazat cu pămîntul sau trifazat), pe o linie electrică de 400 kV sau 330 kV izolat prin acționarea corectă a protecțiilor de bază și a întrerupătoarelor, pentru vîrf de consum vara.

Criterii tehnice în dimensionarea instalațiilor de compensare a puterii reactive

120. Dimensionarea instalațiilor de compensare a puterii reactive se face cu respectarea benzilor de tensiune admisibile în toate nodurile RET, în toate regimurile de funcționare în configurații cu (N) și (N-1) elemente în funcțiune.

121. Dimensionarea instalațiilor de producere a puterii reactive necesare optimizării funcționării SE în scopul menținerii tensiunii în banda admisibilă de funcționare și reducerii consumului propriu tehnologic în stare normală de funcționare se realizează pentru o perspectivă de pînă la 5 ani în regimurile de încărcare maximă a RET.

122. Dimensionarea instalațiilor de absorbție a puterii reactive în scopul menținerii tensiunii în banda admisibilă se realizează pentru o perspectivă de pînă la 5 ani în regimurile de încărcare minimă.

123. Determinarea și verificarea curenților de scurtcircuit și a curentului nominal al echipamentelor primare de comutație în nodurile RET se realizează pe etape de dezvoltare ale SE în cadrul planului de dezvoltare.

[Pct.123 modificat prin [Hot. ANRE nr.210/2015 din 09.10.2015](#), în vigoare 11.12.2015]

124. Eficiența investițiilor în RET pe termen scurt și mediu trebuie să fie justificată în faza de planificare, pe baza cheltuielilor total actualizate.

125. Studiile de planificare a RET pe termen lung de pînă la 15 ani trebuie să prezinte soluții de dezvoltare ierarhizate pe criterii economice. Perioada de prezentare a studiilor se stabilește o dată la cinci ani.

[Pct.125 modificat prin [Hot. ANRE nr.210/2015 din 09.10.2015](#), în vigoare 11.12.2015]

V. CONDIȚII DE RACORDARE LA REȚEAUA ELECTRICĂ DE TRANSPORT

[Capitolul V abrogat prin [Hot. ANRE nr.423/2019 din 22.11.2019](#), în vigoare 24.02.2020]

[Pct.127 în redacția [Hot. ANRE nr.210/2015 din 09.10.2015](#), în vigoare 11.12.2015]

[Pct.128 în redacția [Hot. ANRE nr.210/2015 din 09.10.2015](#), în vigoare 11.12.2015]

[Pct.129 completat prin [Hot. ANRE nr.210/2015 din 09.10.2015](#), în vigoare 11.12.2015]
 [Lit.a) pct.130 abrogată prin [Hot. ANRE nr.210/2015 din 09.10.2015](#), în vigoare 11.12.2015]
 [Pct.131 în redacția [Hot. ANRE nr.210/2015 din 09.10.2015](#), în vigoare 11.12.2015]
 [Pct.132 modificat prin [Hot. ANRE nr.210/2015 din 09.10.2015](#), în vigoare 11.12.2015]
 [Pct.134 modificat prin [Hot. ANRE nr.210/2015 din 09.10.2015](#), în vigoare 11.12.2015]
 [Pct.135 în redacția [Hot. ANRE nr.210/2015 din 09.10.2015](#), în vigoare 11.12.2015]
 [Pct.137 modificat prin [Hot. ANRE nr.210/2015 din 09.10.2015](#), în vigoare 11.12.2015]
 [Pct.142 în redacția [Hot. ANRE nr.210/2015 din 09.10.2015](#), în vigoare 11.12.2015]
 [Pct.161 modificat prin [Hot. ANRE nr.210/2015 din 09.10.2015](#), în vigoare 11.12.2015]
 [Pct.168 modificat prin [Hot. ANRE nr.210/2015 din 09.10.2015](#), în vigoare 11.12.2015]
 [Pct.169 în redacția [Hot. ANRE nr.210/2015 din 09.10.2015](#), în vigoare 11.12.2015]

VI. TESTARE, CONTROL ȘI MONITORIZARE

[Capitolul VI abrogat prin Hot. ANRE nr.423/2019 din 22.11.2019, în vigoare 24.02.2020]

VII. SCHIMBURI DE INFORMAȚII

[Capitolul VII abrogat prin Hot. ANRE nr.423/2019 din 22.11.2019, în vigoare 24.02.2020]
 [Pct.207 modificat prin [Hot. ANRE nr.210/2015 din 09.10.2015](#), în vigoare 11.12.2015]
 [Pct.208 modificat prin [Hot. ANRE nr.210/2015 din 09.10.2015](#), în vigoare 11.12.2015]
 [Pct.209 abrogat prin [Hot. ANRE nr.210/2015 din 09.10.2015](#), în vigoare 11.12.2015]
 [Pct.212 modificat prin [Hot. ANRE nr.210/2015 din 09.10.2015](#), în vigoare 11.12.2015]
 [Pct.213 modificat prin [Hot. ANRE nr.210/2015 din 09.10.2015](#), în vigoare 11.12.2015]
 [Pct.215 modificat prin [Hot. ANRE nr.210/2015 din 09.10.2015](#), în vigoare 11.12.2015]
 [Pct.216 modificat prin [Hot. ANRE nr.210/2015 din 09.10.2015](#), în vigoare 11.12.2015]
 [Pct.217, 218 și 219 abrogate prin [Hot. ANRE nr.210/2015 din 09.10.2015](#), în vigoare 11.12.2015]
 [Pct.220 modificat prin [Hot. ANRE nr.210/2015 din 09.10.2015](#), în vigoare 11.12.2015]

Tabelul 1

Date pentru grupurile generatoare

Descrierea datelor (simbol)	Unități de măsură	Categoria datelor
Centrală electrică:		
Punctul de racordare la rețea	Text, schemă	S, D
Tensiunea nominală la punctul de racordare	kV	S, D
Grupuri generatoare:		
Puterea nominală aparentă	MVA	S, D, R
Factor de putere nominal ($\cos \varphi_n$)		S, D, R
Putere netă	MW	S, D, R
Puterea activă nominală	MW	S, D, R
Puterea activă maximă produsă la borne	MW	S, D, T
Tensiunea nominală	kV	S, D, R
Frecvența maximă/minimă de funcționare la parametri nominali	Hz	D, R
Consumul serviciilor proprii la putere maximă produsă la borne	MW	S, D, R, T
Putere reactivă maximă la borne	MVAr	S, D, R, T
Putere reactivă minimă la borne	MVAr	S, D, R, T

Puterea activă minimă produsă	MW	S, D, R, T
Constanta de inerție a turbogeneratorului (H) sau momentul de inerție (GD^2)	MWs/MVA	D, R
Turația nominală	rpm	S
Raportul de scurtcircuit		D, R
Curent statoric nominal	A	D, R
Reactanțe saturate și nesaturate ale grupurilor generatoare:		
Reactanța nominală [tensiune nominală ² /putere aparentă nominală]	ohm	S, D, R
Reactanța sincronă longitudinală % din reactanța nominală	%	S, D, R
Reactanța tranzitorie longitudinală % din reactanța nominală	%	D, R
Reactanța supra-tranzitorie longitudinală % din reactanța nominală	%	S, D, R
Reactanța sincronă transversală % din reactanța nominală	%	D, R
Reactanța tranzitorie transversală % din reactanța nominală	%	D, R
Reactanța supra-tranzitorie transversală % din reactanța nominală	%	S, D, R
Reactanța de scăpări statorică % din reactanța nominală	%	D, R
Reactanța de secvență zero % din reactanța nominală	%	D, R
Reactanța de secvență negativă % din reactanța nominală	%	D, R
Reactanța Potier % din reactanța nominală	%	D, R
Constante de timp ale grupurilor generatoare:		
Tranzitorie a înfășurării de excitație cu statorul închis (T_d')	s	D, R
Supra-tranzitorie a înfășurării de amortizare cu statorul închis (T_d'')	s	D, R
Tranzitorie a înfășurării de excitație cu statorul deschis (T_{d0}')	s	D, R
Supra-tranzitorie a înfășurării de amortizare cu statorul deschis (T_{d0}'')	s	D, R
Tranzitorie a înfășurării de excitație cu statorul deschis, pe axa q (T_{q0}')	s	D, R
Supra-tranzitorie a înfășurării de amortizare cu statorul deschis, pe axa q (T_{q0}'')	s	D, R
Diagrame pentru grupurile generatoare:		
Diagrama de capabilitate	Date grafice	D, R
Diagrama P-Q	Date grafice	D, R, T
Curba eficienței în funcționare	Date grafice	D, R
Capabilitatea grupului generator din punct de vedere al puterii reactive:		
Putere reactivă în regim inductiv la putere maximă generată	MVAr generat	S, D, R, T
Putere reactivă în regim inductiv la putere minimă generată	MVAr generat	D, R, T
Putere reactivă în regim inductiv pe timp scurt la valorile nominale pentru putere, tensiune și frecvență	MVAr	D, R, T
Putere reactivă în regim capacitiv la putere maximă/minimă generată	MVAr absorbit	S, D, R, T
Sistemul de excitație al generatorului:		
Tipul sistemului de excitație	Text	D, R
Tensiunea rotorică nominală (de excitație)	V	D, R

Tensiunea rotorică maximă (plafonul de excitație)	V	D, R
Durata maximă admisibilă a menținerii plafonului de excitație	Sec.	D, R
Schema de reglaj a excitației	V/V	D, R
Viteza maximă de creștere a tensiunii de excitație	V/s	D, R
Viteza maximă de reducere a tensiunii de excitație	V/s	D, R
Dinamica caracteristicilor de supra-excitație	Text	D, R
Dinamica caracteristicilor de sub-excitație	Text	D, R
Limitatorul de excitație	Schemă bloc	D, R
Regulatorul de viteză:		
Tipul regulatorului	text	S, D
Funcțiile de reglaj realizate de regulator (scheme funcționale, funcții combinate de reglaj, timpi de comutație, modul de alegere și condițiile comutării automate între regimuri)	Scheme, text	S, D, R
Funcția de transfer standardizată cu blocuri funcționale a regulatorului, a elementelor de execuție și a instalației reglate (generator, turbină, cazan)	Scheme	D, R
Plaja de reglaj a statismului permanent	%	S, D, R
Valoarea actuală a statismului permanent b_p – între frecvența și poziția deschiderii admisiei – între putere și frecvență	%	D, R, T
Plaja de reglaj a parametrilor de acord K_p , T_d și T_v	%, s	S, D
Valoarea actuală a parametrilor de acord K_p , T_d și T_v	%, s	D, R, T
Plaja de reglaj a consemnului de frecvență	Hz	S, D, R, T
Viteza de variație a semnalelor de consemn • de frecvență • de putere • de deschidere	mHz/s MW/s %/s	S, D, R
Insensibilitatea întregului sistem de reglaj • în frecvență • în putere	± mHz ± MW	S, R, T
Timpul mort al regulatorului	s	S, D, R, T
Timpii de deschidere/închidere a servomotorului	s/s	S, D, R, T
Precizia de măsură a reacției de • frecvență/turație • putere • poziție servomotor • liniaritate traductor poziție servomotor	%	S
Supraturarea maximă la aruncarea de sarcină (n_{max})	% n_N	S, D, R
Timpul de menținere a puterii comandate de RAV la o treaptă de frecvență menținută (pentru grupurile termoenergetice)	min	S, D, R, T
Regulatorul de tensiune (RAT):		
Tipul regulatorului	Text	D
Funcția de transfer echivalentă, eventual standardizată a regulatorului de tensiune, valori și unități de măsură	Text	D, R
Funcțiile de reglaj realizate de regulator (scheme funcționale, funcții combinate de reglaj, timpi de comutație, modul de alegere și condițiile comutării automate între regimuri)	Scheme, text	D, R

Acuratețea regulatorului de tensiune	%	S, D, R, T
Valoarea minimă a referinței de tensiune care poate fi setată în RAT	% Un	S, D, R, T
Valoarea maximă a referinței de tensiune care poate fi setată în RAT	% Un	S, D, R, T
Tensiunea maximă de excitație	% Un	S, D, R, T
Timpul de susținere a tensiunii maxime de excitație	sec.	S, D, R, T
Curentul maxim de excitație care poate fi susținut timp de 10 sec.	% în exc	S, D, R, T
Date asupra reglajului secundar frecvență/putere:		
Banda de reglaj secundar maximă/minimă	MW	S, D, R, T
Viteza de încărcare/descărcare a grupului în reglaj secundar: • plaja de reglaj • valoare actuală	MW/min	S, D, R, T
Modul de acționare asupra RAV	schema	S, D
Timpul de atingere a consemnului de putere	s	S, D, R, T
Timpul mort al reglajului secundar	s	S, D, R, T
Pentru grupurile termoenergetice: • schema cu blocuri funcționale a buclei de sarcină bloc, apa alimentare, combustibil, aer, temperaturi • parametri de acord ai buclelor de reglare menționate • funcțiile de transfer • răspunsul principalilor parametri (presiune, debit, temperatura abur viu) la variația ordinului de reglare de 100%	scheme înregistrări	S, D, R
Sistemele de protecție ale grupurilor și valorile de reglaj	text	S, D
Stabilirea următoarelor reglaje:		
Limitatorul de excitație maximă	Text, diagramă	D
Limitatorul de excitație minimă	Text, diagramă	D
Limitatorul de curent statoric	Text, diagramă	D
Unități de transformare:		
Număr de înfășurări	Text	S, D
Puterea nominală pe fiecare înfășurare	MVA	S, D, R
Raportul nominal de transformare	kV/kV	S, D, R
Tensiuni de scurtcircuit pe perechi de înfășurări	% din Unom	S, D, R
Pierderi în gol	kW	S, D, R
Pierderi în sarcină	kW	S, D, R
Curentul de magnetizare	%	S, D, R
Grupa de conexiuni	Text	S, D
Domeniu de reglaj	kV-kV	S, D
Schema de reglaj (longitudinal sau longo-transversal)	Text, diagramă	D, R
Mărimea treptei de reglaj	%	D
Reglaj sub sarcină	DA/NU	D
Tratarea neutrlui	Text, diagramă	S, D

Curba de saturație	Diagramă	R
--------------------	----------	---

Tabelul 2

Date pentru consumatori și instalații în punctul de racordare

Descriere	Unități de măsură	Categoria datelor
Tensiuni:		
Tensiune nominală	kV	S, D
Tensiune maximă/minimă	kV	D
Coordonarea izolației:		
Tensiune de ținere la impuls de trăsnet	kV	D
Tensiune de ținere la frecvența industrială a rețelei (50 Hz)	kV	D
Tensiune de ținere la impuls de comutație	kV	D
Curenți:		
Curentul maxim	kA	S, D
Curentul maxim de încărcare pe termen scurt	kA pentru timpi de ordinul secundelor	D
Condiții pentru care se aplică acești curenți	Textual	S, D
Legare la pământ:		
Modul de legare la pământ	Textual	D
Performanțele izolației în condiții de poluare – nivelul de poluare	IEC 815	D
Sistem de comandă și achiziție de date:		
Comanda la distanță și date transmise	Textual	D
Transformatoare de măsurare de curent	A/A	D
Transformatoare de măsurare de tensiune	kV/V	D
Caracteristicile sistemului de măsurare	Textual	R
Transformatoare de măsurare – detalii privind certificatele de testare	Textual	R
Configurația rețelei:		
Schema de funcționare a circuitelor electrice a instalațiilor existente și propuse, inclusiv dispunerea barelor, tratarea neutrului, echipamente de comutație și tensiunile de funcționare	Diagrama monofilară	S, D, R
Impedanțele rețelei:		
Impedanțele de secvență pozitivă, negativă și zero	Ω	S, D, R
Curenți de scurtcircuit:		
Curentul maxim de scurtcircuit	kA	S, D, R
Capabilitatea de transfer:		
Consumator sau grupe de consumatori alimentați din puncte de racordare alternative	Text	D, R
Consum alimentat normal din punctul de racordare X	MW	D, R
Consum alimentat normal din punctul de racordare Y	MW	D, R
Comutații de transfer în condiții planificate sau în condiții de incident	Textual	D

Transformatoarele în punctul de racordare:		
Curba de saturație	Diagramă	R
Date asupra unităților de transformare	Diagramă	S, D, R

Tabelul 3

Date asupra protecțiilor în punctul de racordare

Descriere	Unități de măsură	Categoria datelor
Numărul protecțiilor pe fiecare tip		D
Reglajul protecțiilor	ms	D, R
Timpii de anclanșare/declanșare întrerupător (inclusiv stingerea arcului electric)	ms	D, R
Tipul instalațiilor de automatizare și reglajele (RAR, AAR)	Textual, ms	D, R

Tabelul 4

Date asupra instalațiilor de compensare a puterii reactive

Descriere	Unități de măsură	Categoria datelor
Localizarea bobinelor de reactanță	Textual	S, D, R
Puterea reactivă nominală a bobinelor de reactanță	Mvar	S, D, R
Tensiunea nominală a bobinelor de reactanță	kV	S, D, R
Localizarea bateriilor de condensatoare	Textual	S, D, R
Puterea nominală a bateriilor de condensatoare	Mvar	S, D, R
Tensiunea nominală a bateriilor de condensatoare	kV	S, D, R
Localizarea compensatoarelor	Textual	S, D, R
Puterea nominală a compensatoarelor (inductiv/capacitiv)	± Mvar	S, D, R
Tensiunea nominală a compensatoarelor	kV	S, D, R
Modul de comutare/reglaj	Textual	S, D, R