

ACTE ALE AUTORITĂȚII NAȚIONALE DE REGLEMENTARE ÎN DOMENIUL ENERGIEI

AUTORITATEA NAȚIONALĂ DE REGLEMENTARE ÎN DOMENIUL ENERGIEI

ORDIN

privind aprobarea Regulilor pentru gestionarea congestiilor prin utilizarea pe bază de piață de către operatorii de rețea a flexibilității resurselor din rețelele de distribuție și a celor din rețeaua de transport, a Regulilor aplicabile achiziției de energie electrică reactivă pentru reglajul tensiunii în regim staționar de către operatorul de transport și de sistem și a Regulilor aplicabile achiziției de energie electrică reactivă pentru reglajul tensiunii în regim staționar de către operatorii de distribuție concesionari și privind modificarea și completarea Ordinului președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 127/2021 pentru aprobarea Regulamentului privind clauzele și condițiile pentru furnizorii de servicii de echilibrare și pentru furnizorii de rezervă de stabilizare a frecvenței și a Regulamentului privind clauzele și condițiile pentru părțile responsabile cu echilibrarea și pentru modificarea și abrogarea unor ordine ale președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei

Având în vedere prevederile art. 12 și ale art. 13 din Regulamentul (UE) 2019/943 al Parlamentului European și al Consiliului din 5 iunie 2019 privind piața internă de energie electrică, precum și ale art. 23 alin. (7), art. 27 alin. (3), art. 35, art. 36, art. 45, art. 45¹, art. 70 din Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare, în temeiul dispozițiilor art. 5 alin. (1) lit. c) și ale art. 9 alin. (1) lit. h) din Ordonanța de urgență a Guvernului nr. 33/2007 privind organizarea și funcționarea Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei, aprobată cu modificări și completări prin Legea nr. 160/2012, cu modificările și completările ulterioare,

președintele Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei emite următorul ordin:

Art. 1. — Se aprobă Regulile pentru gestionarea congestiilor prin utilizarea pe bază de piață de către operatorii de rețea a flexibilității resurselor din rețelele de distribuție și a celor din rețeaua de transport, prevăzute în anexa nr. 1, care face parte integrantă din prezentul ordin.

Art. 2. — Se aprobă Regulile aplicabile achiziției de energie electrică reactivă pentru reglajul tensiunii în regim staționar de către operatorul de transport și de sistem, prevăzute în anexa nr. 2, care face parte integrantă din prezentul ordin.

Art. 3. — Se aprobă Regulile aplicabile achiziției de energie electrică reactivă pentru reglajul tensiunii în regim staționar de către operatorii de distribuție concesionari, prevăzute în anexa nr. 3, care face parte integrantă din prezentul ordin.

Art. 4. — Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 127/2021 pentru aprobarea Regulamentului privind clauzele și condițiile pentru furnizorii de servicii de echilibrare și pentru furnizorii de rezervă de stabilizare a frecvenței și a Regulamentului privind clauzele și condițiile pentru părțile responsabile cu echilibrarea și pentru modificarea și abrogarea unor ordine ale președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei, publicat în Monitorul Oficial al României, Partea I, nr. 1.196 din 17 decembrie 2021, cu modificările ulterioare, se modifică și se completează după cum urmează:

1. Anexa nr. 1 se modifică după cum urmează:

a) La articolul 1 alineatul (2), litera g) se abrogă.

b) Articolul 12 se modifică și va avea următorul cuprins:

„Art. 12. — Furnizorii de RSF care sunt calificați tehnic de către OTS numai pentru RSF, conform prevederilor procedurii de calificare tehnică pentru furnizarea serviciilor de sistem aprobată prin ordin al președintelui ANRE, nu sunt obligați să se înregistreze în calitate de FSE la PE.”

c) Articolul 52 se modifică și va avea următorul cuprins:

„Art. 52. — OTS marchează ca indisponibile pentru tranzacționare ofertele a căror activare ar conduce la congestii

interne, precum și pe cele a căror activare este necesară pentru gestionarea congestiilor în rețeaua sa.”

d) Articolul 71 se abrogă.

e) La capitolul V, secțiunea 5.3 cuprinzând articolele 94—97 se abrogă.

f) Articolele 98—107 se modifică și vor avea următorul cuprins:

„Art. 98. — Pentru fiecare FSE, OTS întocmește o notă lunară de regularizare care cuprinde defalcat volumele de energie contractate cu OTS pe PE și prețurile marginale stabilite din listele cu ordine de merit comune sau locale pentru fiecare tranzacție, în luna de livrare, pentru fiecare ID al lunii de livrare, pe fiecare tip de produs, separat pentru creștere de putere și pentru reducere de putere.

Art. 99. — OTS transmite FSE notele lunare de regularizare pe PE, în termen de 7 zile lucrătoare de la sfârșitul lunii de livrare.

Art. 100. — Fiecare FSE verifică notele lunare de regularizare pe PE și, în cazul în care constată neconformități cu prevederile aplicabile, transmite la OTS, în termen de 2 zile lucrătoare de la primirea acestora, contestații motivate la notele lunare de regularizare.

Art. 101. — OTS analizează contestația FSE și răspunde la aceasta, motivat, în termen de o zi lucrătoare de la primirea contestației, refăcând calculele și corectând notele lunare de regularizare eronate.

Art. 102. — OTS transmite către FSE corespunzător nota lunară de regularizare pe PE, care cuprinde corecțiile rezultate în urma analizării contestațiilor primite, în termenul prevăzut la art. 101; pentru FSE care n-au trimis contestații, se consideră valabile notele lunare de regularizare transmise la termenul inițial.

Art. 103. — OTS transmite către ODDPRE, în termen de 10 zile lucrătoare de la sfârșitul lunii de livrare, o notă lunară de regularizare care cuprinde defalcat volumele de energie de echilibrare contractate cu OTS pentru echilibrarea SEN și prețurile marginale stabilite din listele cu ordine de merit comune

sau locale pentru fiecare tranzacție, volumele de energie de echilibrare contractate pentru echilibrarea altor sisteme europene și volumele activate de energie de echilibrare pentru procesul de stabilizare a frecvenței, pentru fiecare ID al lunii de livrare, pe fiecare tip de produs, separat pentru creștere de putere și pentru reducere de putere; aceste date sunt folosite de ODDPRE în calculul dezechilibrelor cantitative ale PRE și ale costurilor, veniturilor și costurilor cu echilibrarea, conform prevederilor din Regulamentul privind clauzele și condițiile pentru părțile responsabile cu echilibrarea, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 127/2021, cu modificările ulterioare.

Art. 104. — În fiecare lună calendaristică, OTS efectuează calculele în vederea decontării pe PE după transmiterea notelor lunare de regularizare pe PE, conform prevederilor art. 102 și 103.

Art. 105. — Pentru fiecare FSE, OTS determină valoarea drepturilor lunare de încălzire prin însumarea valorilor pe fiecare ID ale drepturilor de încălzire și separat valoarea obligațiilor lunare de plată prin însumarea obligațiilor de plată pe fiecare ID, corespunzătoare respectivului FSE.

Art. 106. — Pentru fiecare FSE, OTS întocmește o notă de informare pentru decontarea lunară, care conține cel puțin următoarele informații:

a) situația lunară privind volumul de energie de echilibrare contractat de FSE cu OTS, defalcată pe tipuri de produse de echilibrare, separat pentru creștere de putere și pentru reducere de putere, precum și prețurile corespunzătoare;

b) valoarea drepturilor lunare de încălzire pentru echilibrare și a obligațiilor lunare de plată pentru echilibrare, determinate conform prevederilor art. 105.

Art. 107. — OTS pune la dispoziția FSE, în platforma informatică dedicată, notele de informare pentru decontarea lunară stabilite conform prevederilor art. 106, nu mai târziu de 3 zile lucrătoare de la transmiterea notei lunare de regularizare pe PE către FSE, prevăzută la art. 103.”

2. Anexa nr. 2 se modifică și se completează după cum urmează:

a) La articolul 113 punctul II litera E, după punctul 3 se introduc două noi puncte, punctele 4 și 5, cu următorul cuprins:

„4. SB dintre PRE în care este înregistrat CPT al OR care a activat/în numele căruia OTS a activat o pereche preț-cantitate din ordinea de merit pentru gestiunea congestiilor din rețeaua proprie și PRE al participantului la piață care a introdus oferta respectivă, egal cu energia electrică contractată pentru gestionarea congestiilor și având sensul către PRE în care este înregistrat CPT în cazul activării la creștere de producție sau reducere de consum, respectiv de la PRE în care este înregistrat CPT în cazul activării la reducere de producție sau creștere de consum.

5. SB dintre PRE în care este înregistrat CPT al OR care a activat/în numele căruia OTS a activat o cantitate de energie electrică pentru gestiunea congestiilor din rețeaua proprie în afara pieței și PRE al participantului la piață care gestionează resursa care a fost activată, egal cu energia electrică activată pentru gestionarea congestiilor și având sensul către PRE în care este înregistrat CPT în cazul activării la creștere de producție sau reducere de consum, respectiv de la PRE în care este înregistrat CPT în cazul activării la reducere de producție sau creștere de consum.”

b) La articolul 134, după litera a) se introduc două noi litere, literele a¹) și a²), cu următorul cuprins:

„a¹) în ziua următoare celei de livrare, în cazul selectării de către OTS a unei perechi preț-cantitate din ordinea de merit pentru gestionarea congestiilor sau de către OD a unei perechi preț-cantitate din ordinea de merit proprie pentru gestionarea congestiilor;

a²) în ziua următoare celei de livrare, în cazul activării în afara pieței de către OTS sau de către OD a unei cantități de energie electrică pentru gestionarea congestiilor;”

c) Articolul 144 se modifică și va avea următorul cuprins:

„Art. 144. — Valorile notificate trebuie să corespundă angajamentelor contractuale pe care participanții la piață și le-au asumat înainte de ID sau ca urmare a încheierii tranzacțiilor pe PE și/sau a celor în piețele dedicate gestionării congestiilor și/sau în afara pieței, cu compensație, în scopul managementului congestiilor sau al transferului de energie aferent tranzacțiilor realizate pe fiecare piață pe seama consumului, iar valori măsurate sunt considerate producția, consumul și schimburile ce au avut loc fizic în timpul ID.”

d) Articolul 147 se modifică și va avea următorul cuprins:

„Art. 147. — Determinarea poziției nete contractuale notificate a fiecărei PRE se face pe baza tuturor schimburilor contractuale de energie electrică notificate ca SB stabilite cu alte PRE, inclusiv tranzacțiile derulate prin PZU și prin PI, a celor de import și/sau export și/sau pentru ofertele participanților la piață activate de OR pe piețele dedicate pentru managementul congestiilor, respectiv tranzacțiile cu compensație încheiate de OR în afara pieței, pentru managementul congestiilor, precum și în urma tranzacțiilor FSE pe PE, respectiv a tranzacțiilor realizate de furnizorii de RSF aferente energiilor activate în procesul de stabilizare a frecvenței.”

e) Articolul 152 se modifică și va avea următorul cuprins:

„Art. 152. — Următoarele schimburi de energie electrică sunt definite ca schimburi contractuale:

a) SB cu alte PRE, cuprinse în notificările de program aprobate, inclusiv cele ca urmare a tranzacțiilor angajate/activărilor în afara pieței, cu compensație, pentru creștere de putere sau pentru reducere de putere pentru managementul congestiilor de către un FSE/participant la piață care a primit activări ale unităților de producție pentru managementul congestiilor;

b) importurile aferente contractelor, conform graficelor de schimb notificate la OTS și cuprinse în notificările de program ale PRE, importurile rezultate din mecanismul de cuplare a PZU și a PI notificate de PRE Agent de transfer;

c) exporturile aferente contractelor, conform graficelor de schimb notificate la OTS și cuprinse în notificările de program ale PRE, exporturile rezultate din mecanismul de cuplare a PZU și a PI notificate de PRE Agent de transfer;

d) cantitățile totale din tranzacțiile angajate pentru creștere de putere în PE, de către un FSE;

e) cantitățile totale din tranzacțiile angajate pentru reducere de putere în PE, de către un FSE;

f) cantitățile totale de energie de echilibrare realizată în procesul de stabilizare a frecvenței pentru creștere de putere în PE, de către un FSE;

g) cantitățile totale de energie de echilibrare realizată în procesul de stabilizare a frecvenței pentru reducere de putere în PE, de către un FSE.”

f) La articolul 153, litera a) se modifică și va avea următorul cuprins:

„a) poziția netă contractuală PN_{Contr} a unei PRE, alta decât PRE provizorie pe perioada de probe, cu formula:

$$PN_{Contr} = (\sum SB_{livr} - \sum SB_{prim}) + (\sum EX - \sum IM) + (\sum E_{ech}^{cres} - \sum E_{ech}^{red}) + (\sum E_{RSF}^{cres} - \sum E_{RSF}^{red}),$$

unde:

— PN_{Contr} reprezintă poziția netă contractuală a PRE;

— SB_{livr} reprezintă schimburile bloc pe care PRE le-a notificat ca vânzări către o altă PRE;

— SB_{prim} reprezintă schimburile bloc pe care PRE le-a notificat ca achiziții de la o altă PRE;

— $\sum E_{ech}^{cres}/\sum E_{ech}^{red}$ reprezintă cantitățile totale de energie de echilibrare angajată la creștere/la reducere de putere în PE de către FSE pentru care PRE și-a asumat responsabilitatea echilibrării;

— $\sum E_{RSF}^{cres}/\sum E_{RSF}^{red}$ reprezintă cantitățile totale de energie activată în procesul de stabilizare a frecvenței calculată conform capitolului IX din Clauzele și condițiile pentru FSE și furnizorii de RSF;

— EX reprezintă exporturile cuprinse în NP ale PRE;

— IM reprezintă importurile cuprinse în NP ale PRE;”.

g) Articolele 169—171 se modifică și vor avea următorul cuprins:

„Art. 169. — Rezervele activate în zona proprie de control al energiei de reglaj se determină pentru fiecare ID_i cu următoarea formulă:

$$R_{Ai}/E_{Ai} = q_i^{Livrat} - MCD_i - k\Delta ft_i,$$

unde:

— q_i^{Livrat} reprezintă volumul net de energie livrat din produsele standard: RI, RRFm și RRFa pentru echilibrare sistem, în zona proprie de control al energiei de reglaj;

— MCD_i reprezintă volumul schimburilor planificate de energie ca urmare a procesului de compensare a dezechilibrelor stabilit pe platforma europeană dedicată; pentru export valoarea schimburilor se consideră pozitivă, iar pentru import valoarea schimburilor se consideră negativă;

— $k\Delta ft_i$ reprezintă volumul schimburilor planificate de energie pentru stabilizarea frecvenței în aria sincronă Europa Continentală; pentru export valoarea schimburilor se consideră pozitivă, iar pentru import valoarea schimburilor se consideră negativă, în ID respectiv.

Art. 170. — Volumul net de energie livrat în zona proprie de control al energiei de reglaj se determină pentru fiecare ID_i , de OTS, cu următoarea formulă:

$$q_i^{Livrat} = \sum q_{i,j}^{Livrat},$$

unde:

— $\sum q_{i,j}^{Livrat}$ reprezintă suma algebrică a volumelor nete livrate de fiecare UFR/GFR (j) activate pe PE în zona proprie de control al energiei, în ID_i ; volumul net de energie livrată la creștere de putere în zona proprie de control al energiei de reglaj se consideră cu semn pozitiv și volumul net de energie livrată la reducere de putere în zona proprie de control al energiei de reglaj se consideră cu semn negativ.

Art. 171. — (1) Pentru fiecare ID_i se calculează suma tuturor volumelor contractate pentru respectiva UFR/GFR (j), pentru furnizarea creșterii, respectiv reducerii de putere în scopul stabilității frecvenței în zona proprie de control al energiei de reglaj, notată cu $\sum VC_{i,j}$.

(2) Volumul net de energie de reglaj livrat în zona proprie de control de o/un UFR/GFR activată pe PE, în scopul stabilității frecvenței, se determină de OTS pentru fiecare ID_i astfel:

(i) Dacă $\sum VC_{i,j} > 0$ și $(\text{Min}(\sum VC_{i,j}, M_{i,j}) - Np_{i,j}) > 0$,

atunci $q_{i,j}^{Livrat} = \text{Min}(\sum VC_{i,j}, M_{i,j}) - Np_{i,j}$

(ii) Dacă $\sum VC_{i,j} > 0$ și $(\text{Min}(\sum VC_{i,j}, M_{i,j}) - Np_{i,j}) \leq 0$,

atunci $q_{i,j}^{Livrat} = 0$

(iii) Dacă $\sum VC_{i,j} < 0$ și $(\text{Max}(\sum VC_{i,j}, M_{i,j}) - Np_{i,j}) < 0$,

atunci $q_{i,j}^{Livrat} = \text{Max}(\sum VC_{i,j}, M_{i,j}) - Np_{i,j}$

(iv) Dacă $\sum VC_{i,j} < 0$ și $(\text{Max}(\sum VC_{i,j}, M_{i,j}) - Np_{i,j}) \geq 0$,

atunci $q_{i,j}^{Livrat} = 0$,

unde:

— $M_{i,j}$ reprezintă valoarea măsurată pentru fiecare UFR/GFR (j) pentru care FSE a încheiat una sau mai multe tranzacții angajate în ID_i , pe PE și/sau pentru stabilizarea frecvenței;

— $Np_{i,j}$ reprezintă volumul programat (notificarea de producție/consum programată/de referință) al fiecărui UFR/GFR (j), pentru care FSE a încheiat una sau mai multe tranzacții angajate pe PE și/sau pentru stabilizarea frecvenței în ID_i respectiv, volum care este ajustat de către OTS după termenul-limită de transmitere a notificărilor de producție programată, față de cel transmis de FSE, cu cantitățile contractate cu OTS sau cu OD, conform informării transmise obligatoriu de aceștia, pentru managementul congestiilor în piață sau în afara pieței;”.

Art. 5. — În termen de 12 luni de la data intrării în vigoare a prezentului ordin, Compania Națională de Transport al Energiei Electrice Transelectrica — S.A., E-Distribuție Muntenia — S.A., E-Distribuție Banat — S.A., E-Distribuție Dobrogea — S.A., Distribuție Energie Electrică România — S.A., Distribuție Energie Oltenia — S.A. și Delgaz Grid — S.A. transmit Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei propunerea prevăzută la art. 61 și metodologia prevăzută la art. 62 din anexa nr. 1 la prezentul ordin.

Art. 6. — În termen de 16 luni de la data de intrare în vigoare a prezentului ordin, Compania Națională de Transport al Energiei Electrice Transelectrica — S.A., E-Distribuție Muntenia — S.A., E-Distribuție Banat — S.A., E-Distribuție Dobrogea — S.A., Distribuție Energie Electrică România — S.A., Distribuție Energie Oltenia — S.A. și Delgaz Grid — S.A. elaborează procedurile operaționale proprii pentru punerea în aplicare a prevederilor din anexa nr. 1 la prezentul ordin.

Art. 7. — Direcțiile de specialitate din cadrul Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei urmăresc respectarea prevederilor prezentului ordin.

Art. 8. — (1) Prezentul ordin se publică în Monitorul Oficial al României, Partea I, și intră în vigoare la data publicării.

(2) Prin derogare de la prevederile alin. (1), prevederile art. 1, 3 și 4 intră în vigoare la data publicării și se aplică de la data de 1 mai 2024.

Președintele Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei,
Dumitru Chiriță

REGULI

pentru gestionarea congestiilor prin utilizarea pe bază de piață de către operatorii de rețea a flexibilității resurselor din rețelele de distribuție și a celor din rețeaua de transport

CAPITOLUL I

Scop și domeniu de aplicare

Art. 1. — Scopul prezentelor reguli este de a oferi un cadru de reglementare uniform și eficient, atât pentru operatorul de transport și de sistem, cât și pentru operatorii de distribuție concesionari, în scopul gestionării de către aceștia a congestiilor de rețea din sistemele proprii necesare în vederea exploataării eficiente, fiabile și sigure a rețelei electrice pe care o operează, în condiții obiective, transparente și nediscriminatorii pentru toți participanții la piață, indiferent de tehnologie.

Art. 2. — Prezentele reguli se aplică operatorului de transport și de sistem și operatorilor de distribuție concesionari, precum și participanților la piață, inclusiv participanților implicați în agregare.

CAPITOLUL II

Principii generale

Art. 3. — Gestionarea congestiilor din rețelele pe care le operează se realizează de către operatorii de rețea prin tranzacționarea de energie electrică și, dacă este necesar, de capacitate, în mod concurențial, conform unor proceduri transparente și nediscriminatorii, în cazul în care utilizarea acestor mecanisme reduce în mod eficient din punctul de vedere al costurilor necesitatea de modernizare sau de înlocuire a capacităților de energie electrică din sistemul pe care îl gestionează și susține funcționarea eficientă și sigură a acestuia.

Art. 4. — Operatorii de rețea au în vedere, în cadrul planurilor de dezvoltare a rețelei pe următorii 5, respectiv 10 ani pe care le realizează și le actualizează la fiecare 2 ani, nevoile de întărire/extindere, modernizare și/sau înlocuire a componentelor de rețea, precum și înlocuirea unora dintre aceste măsuri, definitiv sau până la realizarea investițiilor corespunzătoare, cu achiziția de servicii de flexibilitate de la orice tip de resurse cu ajutorul cărora pot fi rezolvate, total sau parțial, problemele prognozate, pe baza unei analize cost-beneficiu realizate pe baza prognozei cu cea mai mare probabilitate.

CAPITOLUL III

Abrevieri și definiții

Art. 5. — Abrevierile utilizate în cadrul prezentelor reguli au următoarele semnificații:

- a) *ANRE* — Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei;
- b) *CACM* — Regulamentul (UE) 2015/1.222 al Comisiei din 24 iulie 2015 de stabilire a unor linii directoare privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor;
- c) *Core* — regiunea de calcul al capacităților formată din Austria, Belgia, Cehia, Croația, Franța, Germania, Ungaria, Luxemburg, Olanda, Polonia, România, Slovacia și Slovenia;
- d) *CPT* — consum propriu tehnologic al rețelei de transport sau al celei de distribuție;
- e) *CSAM* — metodologia pentru coordonarea analizei operaționale de siguranță;
- f) *CV* — certificat verde;
- g) *E-SRE* — energie electrică produsă din surse regenerabile de energie;
- h) *GFR* — grup de furnizare a rezervelor;
- i) *ID* — interval de decontare a dezechilibrelor;
- j) *OD* — operator de distribuție concesionar;
- k) *OR* — operator de rețea, și anume OD sau OTS;

- l) *OTS* — operatorul de transport și sistem;
- m) *PE* — piața de echilibrare;
- n) *PI* — piața intrazilnică;
- o) *PRE* — parte responsabilă cu echilibrarea;
- p) *PZU* — piața pentru ziua următoare;
- q) *ROSC* — metodologiile pentru coordonarea regională a siguranței în funcționare;
- r) *SB* — schimb bloc;
- s) *SEE* — regiunea de calcul al capacităților formată din Bulgaria, Grecia și România;
- t) *SEN* — sistemul electroenergetic național;
- u) *SOGL* — Regulamentul (UE) 2017/1.485 al Comisiei din 2 august 2017 de stabilire a unei linii directoare privind operarea sistemului de transport al energiei electrice;
- v) *UFR* — unitate de furnizare a rezervelor.

Art. 6. — În înțelesul prezentului document, termenii și expresiile folosite au semnificațiile definite în:

- a) art. 2 al Directivei (UE) 2019/944 a Parlamentului European și a Consiliului din 5 iunie 2019 privind normele comune pentru piața internă de energie electrică și de modificare a Directivei 2012/27/UE;
- b) art. 2 al Regulamentului (UE) 2019/943 al Parlamentului European și al Consiliului din 5 iunie 2019 privind piața internă de energie electrică;
- c) art. 3 al Regulamentului (UE) 2017/1.485 al Comisiei din 2 august 2017 de stabilire a unei linii directoare privind operarea sistemului de transport al energiei electrice;
- d) art. 2 al Regulamentului (UE) 2017/2.195 al Comisiei din 23 noiembrie 2017 de stabilire a unei linii directoare privind echilibrarea sistemului de energie electrică;
- e) art. 2 al Regulamentului (UE) 2016/631 al Comisiei din 14 aprilie 2016 de instituire a unui cod de rețea privind cerințele pentru racordarea la rețea a instalațiilor de generare;
- f) art. 3 al Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare;
- g) art. 3 al Regulamentului privind clauzele și condițiile pentru furnizorii de servicii de echilibrare și pentru furnizorii de rezervă de stabilizare a frecvenței, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 127/2021, cu modificările și completările ulterioare;
- h) art. 3 al Regulamentului privind clauzele și condițiile pentru părțile responsabile cu echilibrarea, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 127/2021, cu modificările și completările ulterioare.

CAPITOLUL IV

Reguli generale aplicabile managementului congestiilor de rețea

Art. 7. — OR prezintă în planul de dezvoltare a rețelei pe 5 ani, respectiv 10 ani zonele în care prognozează apariția de congestii de rețea, precum și planurile de investiții pentru întărirea rețelei, inclusiv cu orizontul de timp prognozat pentru realizarea acestora.

Art. 8. — OR gestionează congestiile de rețea prin tranzacții de vânzare și/sau de cumpărare de energie electrică pentru ID în care previzionează apariția acestora, în urma desfășurării de proceduri transparente și nediscriminatorii, de tip licitație.

Art. 9. — În situațiile în care previzionează un astfel de necesar pe termen mai mare de 1 lună, pentru securizarea participării la furnizarea energiei necesare managementului congestiei, OR poate achiziționa rezervarea capacității necesare, la creștere și/sau la reducere.

Art. 10. — OR permite participarea nediscriminatorie la sesiunile de tranzacționare tip licitație pe piața dedicată gestionării congestiilor a tuturor instalațiilor de producere, de stocare, precum și a consumului dispecerizabil, dacă acestea au trecut cu succes procedura de precalificare tehnică, individual sau la nivel agregat.

Art. 11. — Procesul de precalificare tehnică presupune verificarea îndeplinirii de către instalația sau grupul de instalații a unor caracteristici tehnice clar definite în avans și făcute publice, precum și verificarea și cunoașterea comportamentului rețelei la activarea fiecărei instalații, proces denumit în continuare *precalificare din punct de vedere al rețelei*.

Art. 12. — Fiecare OR colaborează cu ceilalți OR și propune ANRE condițiile considerate necesare a fi îndeplinite de către o instalație sau un grup de instalații ce acționează coordonat, pentru a fi precalificate din punctul de vedere al capacităților tehnice pentru a furniza energie electrică activă în scopul gestionării congestiilor de rețea, iar ANRE elaborează pe baza acestor propuneri condițiile tehnice obligatorii pe baza cărora se realizează precalificarea tehnică a instalațiilor.

Art. 13. — Toate instalațiile de producere, stocare sau consum sau combinații ale acestora cuprinse într-o entitate care este gestionată unitar, care au fost precalificate din punctul de vedere al capacităților tehnice, sunt introduse, de către OR la care acestea sunt racordate sau OR care le-a precalificat, într-un fișier denumit în continuare *Registru pentru resursele de flexibilitate*, la care au acces toți ceilalți OR conform drepturilor de acces, împreună cu toate caracteristicile lor tehnice relevante și locația fiecărei componente în raport cu nodurile relevante din rețea.

Art. 14. — Fiecare OR elaborează un model al rețelei pe care o exploatează, cu ajutorul căruia să poată determina rapid efectul creșterii sau reducerii puterii injectate sau extrase într-un punct al rețelei asupra distribuției fluxurilor de energie în rețea.

Art. 15. — Cu ajutorul acestui model, fiecare OR determină lista instalațiilor de producere, stocare și consum calificate din punctul de vedere al capacităților tehnice pentru participarea la gestionarea congestiilor de rețea, care prin activare ar putea diminua sau elimina o congestie de rețea apărută în fiecare zonă, fără a crea alte congestii în propria rețea, precum și lista celor care prin activare într-un sens sau în altul ar putea crea sau agrava o congestie în rețeaua respectivului OR sau în rețelele OR vecini.

Art. 16. — În cazul în care o instalație sau un grup de instalații a parcurs cu succes procesul de precalificare pentru participarea la asigurarea unei rezerve de echilibrare, aceasta nu mai trebuie să se supună unor verificări ale aceluiași capacități în procesul de precalificare gestionat de OR la care este racordată.

Art. 17. — Fiecare OR colaborează cu ceilalți OR și propune ANRE specificații comune pentru produsele de energie electrică și, dacă este cazul, de capacitate care să se tranzacționeze în scopul gestionării congestiilor în rețele, astfel încât să permită accesul la aceste piețe al cât mai multor resurse indiferent de tehnologie, cu păstrarea eficacității în procesul de exploatare a sistemelor.

Art. 18. — În cazul în care un OR poate utiliza resurse racordate la sistemul său care nu îndeplinesc specificațiile comune pentru produsele prevăzute la art. 17, acesta le poate precalifica pe baza procedurilor de precalificare tehnică și apoi înscrie în registrul de flexibilitate drept resurse de utilizare restrânsă.

CAPITOLUL V

Rezolvarea congestiilor de rețea identificate pe termen scurt, inclusiv prin redispecerizare

Art. 19. — După publicarea rezultatelor PZU, fiecare OR primește de la fiecare instalație de producere, consum sau stocare racordată la sistemul său, identificate în prealabil drept relevante pentru exploatarea acestuia, informațiile privind

producția, respectiv consumul planificate în fiecare ID din ziua următoare și prognozează, pe baza celor mai bune informații avute la dispoziție, valorile acestor mărimi pentru celelalte instalații, realizând pe baza acestora calcule privind funcționarea rețelei în ziua următoare și identificând apariția unor congestii de rețea și zonele de apariție a acestora.

Art. 20. — În cazul în care a identificat riscul apariției unei congestii într-o zonă a rețelei sale, care nu este de așteptat să se rezolve în urma tranzacțiilor pe PI realizate independent de către operatorii din zonă, OR publică pe pagina proprie de internet deschiderea unei sesiuni de licitație de energie electrică pentru managementul congestiilor de rețea din ziua următoare, indicând zona în care poate să apară congestia de rețea, sensul în care este de așteptat să activeze oferte și ID corespunzătoare.

Art. 21. — (1) În cadrul analizei privind funcționarea rețelei, OR are în vedere respectarea următoarelor restricții:

a) OR trebuie să asigure preluarea energiei electrice livrate în rețele de către producătorii E-SRE beneficiari ai schemei cu CV racordați la rețelele sale, cărora li s-a acordat acces garantat pentru energia electrică contractată, notificată ca SB;

b) OR trebuie să asigure preluarea energiei electrice livrate în rețele de prosumatorii E-SRE beneficiari ai scutirii de responsabilitatea dezechilibrului prin preluarea acestora de către furnizorii cu care au contract pentru vânzarea întregii cantități de energie electrică produsă din instalațiile E-SRE și livrată în rețele;

c) OR trebuie să garanteze capacitatea rețelelor de transport și a rețelelor de distribuție de a transporta energie electrică produsă din celelalte surse regenerabile sau prin cogenerare de înaltă eficiență racordate la rețeaua lor, cu un grad minim posibil de redispecerizare, fără ca acest lucru să îi împiedice să ia în calcul la planificarea rețelei un grad limitat de redispecerizare, atunci când OR poate demonstra în mod transparent că acesta este mai eficient din punct de vedere economic și nu depășește 5% din energia electrică produsă anual în instalații care utilizează surse regenerabile de energie și care sunt direct conectate la rețeaua sa.

(2) Restricțiile prevăzute la alin. (1) nu se aplică pentru energia electrică care este ofertată de participanții respectivi pe piața dedicată gestionării congestiilor.

Art. 22. — Ora de deschidere a pieței pentru gestionarea congestiilor pe termen scurt este ora de deschidere a PI interzonale.

Art. 23. — OR propune ANRE modul de definire a produselor care pot face obiectul licitațiilor pentru gestionarea congestiilor pe termen scurt, având în vedere ca acesta să asigure o participare cât mai largă a utilizatorilor de rețea calificați și asigurarea necesarului în cele mai eficiente condiții, iar ANRE analizează, revizuieste și aprobă specificațiile produselor pieței pe termen scurt pentru gestionarea congestiilor.

Art. 24. — Participanții la piața care au depășit cu succes procesul de precalificare introduc voluntar oferte angajante de tip cantitate-preț în platforma informatică dedicată gestionării congestiilor implementată de OR, distincte pe sensul de creștere a puterii injectate/reducere a puterii extrase, respectiv pe sensul de reducere a puterii injectate/creștere a puterii extrase și cu indicarea nodurilor de rețea în care sunt racordate resursele ofertate individual sau la nivel agregat.

Art. 25. — Ora de închidere a pieței pentru gestionarea congestiilor este cu o oră înainte de ora de închidere a PI pentru fiecare ID, iar selectarea ofertelor acceptate se poate face cel târziu până la ora de închidere a PI în cazul OD, respectiv cel târziu până la începerea ID în cazul OTS.

Art. 26. — În cazul în care ofertele deja introduse în platforma informatică dedicată gestionării congestiilor până la ora de închidere a PE nu sunt suficiente pentru rezolvarea congestiilor anticipate, OTS include ofertele din PE a căror activare ar reduce/elimina o congestie internă, dintre cele marcate ca indisponibile conform art. 52 din Regulamentul privind clauzele și condițiile pentru furnizorii de servicii de echilibrare și pentru furnizorii de rezervă de stabilizare a frecvenței, aprobat prin

Ordinul președintelui ANRE nr. 127/2021, cu modificările și completările ulterioare, în lista ofertelor introduse în piața dedicată gestionării congestiilor pe termen scurt, alături de celelalte oferte existente în acea listă, în ordinea de merit realizată pe baza prețului ofertat, corespunzătoare fiecărui sens de activare.

Art. 27. — Prețul ofertat poate avea valoare negativă, pozitivă sau zero și poate fi limitat superior de către OR la o valoare determinată de limita maximă în vigoare permisă de reglementările europene pentru ofertele pe PE și/sau de numărul de cifre permise de platforma informatică.

Art. 28. — OR determină care dintre ofertele primite sunt de natură să rezolve sau să diminueze congestia din rețeaua proprie, ținând seama de analiza efectului activării acestora asupra rețelei, iar în cazul în care identifică mai multe, le selectează în ordinea crescătoare a prețului ofertat în cazul celor la creștere, respectiv în ordinea descrescătoare a prețului în cazul celor la reducere, selectarea reprezentând acceptarea prețului de ofertă pentru cantitatea respectivă sau o cantitate mai mică decât aceasta, clar specificată.

Art. 29. — Participantul la piață a cărui ofertă a fost selectată are obligația activării resurselor pe baza cărora a introdus oferta în ID respectiv, astfel încât să livreze cantitatea selectată de OR corespunzător specificațiilor produsului ofertat.

Art. 30. — Activarea unei oferte reprezintă încheierea unui contract între OR care a activat-o/OR în numele căruia OTS a activat-o și participantul la piață, al cărui format-cadru este public, prezentat de OR pe pagina proprie de internet, iar energia electrică se consideră livrată prin notificarea unui SB pentru cantitatea selectată, între PRE în care este înregistrat participantul la piață și PRE în care este înregistrat CPT al OR care a activat/în numele căruia a fost activată oferta necesară gestionării congestiei din rețeaua sa.

Art. 31. — Stabilirea obligațiilor de plată/drepturilor de încasare pentru managementul congestiilor se face în baza volumului contractat aferent ofertelor acceptate în ordinea de merit și a prețurilor din fiecare din acestea pentru produsele activate.

Art. 32. — În cazul în care între resursele pe baza cărora a fost făcută oferta sunt cuprinse unul sau mai multe consumuri dispecerizabile, iar PRE din care face parte furnizorul acestora nu este același cu PRE din care face parte participantul care a introdus oferta, sunt aplicabile prevederile art. 113, 115, 134 și 148 din Regulamentul privind clauzele și condițiile pentru părțile responsabile cu echilibrarea, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 127/2021, cu modificările și completările ulterioare.

Art. 33. — În situațiile în care ofertele pe piață nu sunt suficiente pentru asigurarea siguranței în funcționarea rețelei în zonele afectate de congestie, OR utilizează capacitățile disponibile ale UFR/GFR sau unităților de producție de clasă C și D care nu fac parte din UFR/GFR, precum și ale oricăror altor unități racordate la SEN și precalificate pentru gestionarea congestiilor sau capabile să răspundă dispozițiilor sale, aflate necondiționat la dispoziția sa în baza legislației europene și/sau naționale, dar pentru care nu a primit oferte în platforma dedicată gestionării congestiilor pe termen scurt.

Art. 34. — (1) OR acordă o compensație financiară participanților la piață responsabili de UFR/GFR, respectiv unități de producție de clasă C și D care nu fac parte din UFR/GFR, precum și oricăror operatori care administrează unități calificate pentru gestionarea congestiilor, care primesc și duc la îndeplinire dispoziții de creștere sau de reducere a puterii active în afara pieței în scopul managementului congestiilor, conform prevederilor art. 12 și art. 13 din Regulamentul (UE) 2019/943 al Parlamentului European și al Consiliului din 5 iunie 2019 privind piața internă de energie electrică.

(2) Valoarea unitară a compensației financiare prevăzute la alin. (1) se aplică pentru energia electrică activată, este exprimată în lei/MWh și se calculează după cum urmează:

a) în cazul tranzacțiilor de vânzare către OR, exprimate prin dispoziții de creștere a puterii produse sau de reducere a consumului, compensația unitară este egală cu:

- (i) cea mai mare dintre valoarea prețului de închidere a PZU din ID respectiv și valoarea costului unitar mediu cu consumul de combustibil la care se adaugă costul unitar mediu cu certificatele de emisii, dacă este aplicabil, al UFR/GFR, respectiv unităților de producție de clasă C și D sau altor unități de producție calificate pentru gestionarea congestiilor, care nu fac parte din UFR/GFR;
 - (ii) prețul de închidere a PZU din ID respectiv, pentru instalațiile de stocare care fac parte din UFR/GFR sau pentru alte instalații de stocare calificate pentru gestionarea congestiilor;
 - (iii) prețul de închidere a PZU, pentru consumatorii care fac parte din UFR/GFR sau pentru alți consumatori cu consumuri calificate pentru gestionarea congestiilor, plătit consumatorului, dacă acesta și-a asumat responsabilitatea echilibrării în nume propriu și/sau a transferat-o explicit altei PRE, furnizorului acestuia, dacă acesta și-a asumat implicit responsabilitatea echilibrării pentru consumator, respectiv agregatorului independent, dacă UFR/GFR sau consumul calificat pentru gestionarea congestiilor este gestionat de acesta;
- b) în cazul tranzacțiilor de cumpărare de la OR, exprimate prin dispoziții de reducere a puterii produse sau de creștere a consumului, compensația unitară este egală cu:
- (i) contravaloarea certificatelor verzi la care ar fi avut dreptul pentru fiecare MWh livrat în rețele conform deciziei de acreditare, evaluate la nivelul prețului certificatelor verzi pe piața spot din ultima ședință de tranzacționare, pentru UFR/GFR, respectiv pentru unitățile de producție de clasă C și D sau pentru alte unități de producție calificate pentru gestionarea congestiilor care nu fac parte din UFR/GFR, ale producătorilor de energie electrică din surse regenerabile de energie beneficiari ai schemei de sprijin cu certificate verzi;
 - (ii) costul unitar rezultat din împărțirea valorii costurilor suplimentare cu producerea energiei termice din instalațiile proprii de producere separată față de producerea în instalațiile de cogenerare de înaltă eficiență la energia electrică corespunzătoare funcționării la puterea maximă a instalațiilor de cogenerare de înaltă eficiență, pentru UFR/GFR, respectiv unitățile de producție de clasă C și D sau pentru alte unități de producție calificate pentru gestionarea congestiilor care nu fac parte din UFR/GFR formate din instalații de cogenerare de înaltă eficiență;
 - (iii) prețul de închidere al PZU din ID respectiv pentru consumatorii care fac parte din UFR/GFR sau pentru alte consumuri calificate pentru gestionarea congestiilor;
 - (iv) zero, pentru instalațiile de stocare care fac parte din UFR/GFR sau pentru alte instalații de stocare calificate pentru gestionarea congestiilor, pentru UFR/GFR de producție și pentru unitățile de producție de clasă C sau D sau pentru alte unități de producție calificate pentru gestionarea congestiilor care nu fac parte din UFR/GFR care nu se încadrează în categoriile de la pct. (i) și (ii).

Art. 35. — OR activează resursele disponibile în afara pieței ținând seama de ordinea de prioritate pe categorii de resurse prevăzută la art. 13 alin. (6) al Regulamentului (UE) 2019/943 al Parlamentului European și al Consiliului din 5 iunie 2019 privind piața internă de energie electrică, iar în cazul mai multor resurse disponibile cu același nivel de prioritate, prin asimilarea compensațiilor unitare cu prețuri de ofertă, considerate cu semn pozitiv în cazul creșterii de putere și cu semn negativ în cazul reducerii de putere.

Art. 36. — (1) Toți participanții la piață care au în exploatare UFR/GFR, respectiv unități de producție de clasă C sau D sau alte unități de producție calificate pentru gestionarea congestiilor

care nu fac parte din UFR/GFR, transmit la OR toate informațiile necesare determinării compensațiilor financiare unitare conform prevederilor art. 34, până în a cincea zi a fiecărei luni calendaristice, pentru a fi aplicate în luna calendaristică următoare.

(2) În cazul UFR/GFR, respectiv al unităților de producție de clasă C sau D sau al altor unități de producție calificate pentru gestionarea congestiilor care nu fac parte din UFR/GFR, în care sunt agregate unități generatoare beneficiare ale schemei de sprijin cu certificate verzi acreditate să primească numere diferite de certificate verzi pentru fiecare MWh, valoarea compensației financiare unitare luată în considerare pentru activarea în afara pieței se determină ca medie ponderată a numărului de certificate verzi cu cantitățile realizate de grupurile generatoare componente în luna corespunzătoare celei de aplicare din anul anterior, iar compensația financiară unitară acordată efectiv se determină pe baza mediei ponderate cu cantitățile defalcate conform măsurătorilor pe fiecare grup component, care compun energia activată din tranzacții în afara pieței, în luna de aplicare.

Art. 37. — Pentru fiecare participant la piață care a primit activări ale unităților calificate pentru managementul congestiilor, OR întocmește o notă lunară de regularizare care cuprinde, defalcat, volumele de energie contractate pentru managementul congestiilor și prețul de ofertă pentru fiecare tranzacție, respectiv volumele contractate pentru managementul congestiilor în afara pieței și valoarea compensației stabilite conform art. 34 și art. 36 pentru fiecare tranzacție, în luna de livrare, pentru fiecare ID al lunii de livrare, pe fiecare tip de produs, separat pentru creștere de putere și pentru reducere de putere.

Art. 38. — După sfârșitul lunii de livrare, OR transmite notele lunare de regularizare participantului la piață care a primit activări pe piață și în afara pieței ale unităților calificate pentru managementul congestiilor.

Art. 39. — Fiecare participant la piață care a primit activări ale unităților calificate pentru managementul congestiilor verifică notele lunare de regularizare, iar în cazul în care constată neconformități cu prevederile aplicabile, transmite la OR contestații motivate.

Art. 40. — OR analizează contestația participantului la piață care a primit activări ale unităților de producție pentru managementul congestiilor și răspunde la aceasta motivat, refăcând calculele și corectând notele lunare de regularizare constatate ca fiind eronate.

Art. 41. — OR transmite către participantul la piață care a primit activări ale unităților calificate pentru managementul congestiilor nota lunară de regularizare care cuprinde corecțiile rezultate în urma analizării contestațiilor primite; pentru participantul la piață care a primit activări ale unităților calificate pentru managementul congestiilor care n-a trimis contestații, se consideră valabile notele lunare de regularizare transmise la termenul inițial.

Art. 42. — În fiecare lună calendaristică, OR efectuează calculele în vederea decontării pentru managementul congestiilor, după transmiterea notelor lunare de regularizare conform prevederilor art. 41.

Art. 43. — Pentru fiecare participant la piață care a primit activări pentru managementul congestiilor ale instalațiilor în responsabilitatea sa, OR determină valoarea drepturilor sale lunare de încasare și separat valoarea obligațiilor lunare de plată.

Art. 44. — Pentru fiecare participant la piață care a primit activări pentru managementul congestiilor, OR întocmește o notă de informare pentru decontarea lunară, care conține cel puțin următoarele informații:

a) situația lunară privind volumul de energie pentru managementul congestiilor contractat cu OR, separat pentru putere injectată, exprimată ca vânzare de energie către OR, și pentru putere extrasă, exprimată drept cumpărare de energie de la OR, precum și prețurile corespunzătoare;

b) situația lunară privind volumul de energie pentru managementul congestiilor activat de OR în afara pieței și

valoarea compensației, separat pentru injecție de putere și pentru extracție de putere;

c) valoarea drepturilor lunare de încasare și a obligațiilor lunare de plată pentru managementul congestiilor, determinate conform prevederilor art. 43.

Art. 45. — În platforma informatică dedicată, OR pune la dispoziția participanților la piață, care au primit activări pentru managementul congestiilor ale instalațiilor în responsabilitatea lor, notele de informare pentru decontarea lunară stabilite conform prevederilor art. 44, după transmiterea notei lunare de regularizare prevăzute la art. 41.

Art. 46. — Platforma informatică dedicată consemnează și reține data la care orice notă elaborată de OTS conform prevederilor prezentelor reguli a fost făcută disponibilă părților implicate.

Art. 47. — Data-limită pentru plata compensației financiare prevăzute la art. 34 este data-limită la care trebuie achitate facturile corespunzătoare obligațiilor de plată pe piața dedicată gestionării congestiilor.

Art. 48. — Prevederile cuprinse în prezentul capitol sunt aplicabile doar ofertelor și/sau tranzacțiilor în urma activării, care nu se consideră drept măsuri de remediere cu relevanță transfrontalieră, conform înțelesului acestui termen prevăzut în Metodologiile comune pentru redispecerizarea și contractarea bilaterală coordonate, pentru regiunea Core, respectiv pentru regiunea SEE, conform art. 35 CACM, în CSAM conform art. 75 SOGL și în ROSC în regiunea SEE, respectiv în regiunea Core, conform art. 76 (1) SOGL.

CAPITOLUL VI

Rezolvarea pe termen lung a congestiilor de rețea sistematice

Art. 49. — În cazul în care OR identifică, în procesul desfășurat conform art. 4, o congestie sistematică într-o zonă de rețea, care ar putea fi gestionată pe termen lung prin achiziția de servicii de flexibilitate sau până la realizarea lucrărilor de investiții necesare pentru întărirea rețelei și eliminarea congestiei, aceștia pot declanșa procesul de rezervare a capacității care poate asigura energia electrică necesară eliminării/reducerii congestiei din zona respectivă de rețea.

Art. 50. — În situația prevăzută la art. 49, OR publică pe pagina proprie de internet deschiderea unei sesiuni de licitație pentru gestiunea congestiilor în zona respectivă, indicând perioada de aplicare, sensul în care este nevoie să fie activată resursa (injecție de energie în rețea sau extragere de energie din rețea) și numărul indicativ de ID-uri și intervalele orare zilnice pe perioada de aplicare în care este de așteptat să fie activată resursa, capacitatea maximă necesară, iar la opțiunea sa poate stabili și publica prețul maxim acceptat al capacității rezervate și/sau prețul-limită al energiei electrice acceptat la ofertarea pe piața pe termen scurt pentru gestionarea congestiilor de către resursa rezervată, iar corelat cu acestea publică contractul-cadru de rezervare a capacității pentru gestionarea congestiilor pe termen lung.

Art. 51. — OR analizează resursele calificate racordate în zonele respective și propune ANRE modul de definire a produselor care pot face obiectul licitației, având în vedere ca acesta să asigure o participare cât mai largă a utilizatorilor de rețea calificați și asigurarea necesarului în cele mai eficiente condiții, iar ANRE analizează, revizuieste și aprobă specificațiile produselor pieței pe termen lung pentru gestionarea congestiilor.

Art. 52. — OR determină, la opțiunea sa, prețurile maxime prevăzute la art. 50 ținând seama orientativ de prețurile realizate pe piața pentru gestionarea congestiilor pe termen scurt, de prețurile de pe piețele la termen cu livrare în perioada de aplicare, pe PZU, pe PI și pe piața de echilibrare, respectiv de prețurile pentru rezervele de capacitate de echilibrare.

Art. 53. — În contractul de rezervare a capacității pentru gestionarea congestiilor pe termen lung OR poate prevedea ca limită obligatorie de ofertă pe piața pe termen scurt pentru

gestionarea congestiilor prețului oferit de participant în cadrul ofertei de rezervare a capacității.

Art. 54. — La licitația pentru rezervarea de capacitate sunt admise toate resursele calificate de OR pentru furnizarea serviciilor de gestionare a congestiilor în zona respectivă.

Art. 55. — Prețul oferit pentru rezervarea capacității are valoare pozitivă sau zero, iar prețul maxim de ofertă pentru energie poate avea valoare negativă, pozitivă sau zero.

Art. 56. — Selecția ofertelor acceptate pentru rezervarea capacității se face în ordinea crescătoare a prețului ofertelor pentru capacitate, independent de prețul maxim de ofertare pe piața pe termen scurt, în situațiile în care acesta a trebuit să fie cuprins în ofertă.

Art. 57. — Acceptarea unei oferte pentru rezervarea de capacitate pentru gestionarea congestiilor pe termen lung implică plata de către OR pe perioada supusă licitației a prețului acceptat pentru capacitatea acceptată în schimbul obligației participantului câștigător de a oferi energia electrică pe piața pe termen scurt pentru gestionarea congestiilor, la un preț pentru energie situat în limita cuprinsă în oferta sa pentru capacitate, dacă OR a ales această opțiune.

Art. 58. — OR nu este obligat să achiziționeze energia electrică aferentă ofertei introduse pe piața pe termen scurt de gestionare a congestiilor de către participantul câștigător al unui contract de rezervare de capacitate.

Art. 59. — În cazul în care la licitația pentru rezervare de capacitate nu se prezintă niciun participant la piață, OR transmite ANRE descrierea situației, iar dacă a optat pentru impunerea unor prețuri maxime, poate publica concomitent anunțul de reluare a licitației cu prețuri maxime majorate, la o dată ulterioară.

Art. 60. — Dacă la reluarea licitației conform art. 59 nu se prezintă niciun participant, iar OR evaluează că majorarea prețurilor maxime, dacă acestea au fost impuse în cadrul

licitației, ar conduce la ineficiență din punct de vedere economic comparativ cu sumele corespunzătoare gestionării congestiilor pe piața pe termen scurt sau, în cel mai rău caz, cu cele corespunzătoare compensării în afara pieței a resurselor redispecificate, OR încetează procesul de achiziție pe termen lung a capacității rezervate pentru gestionarea congestiilor și alocă prioritate realizării lucrărilor de întărire a rețelelor în zona respectivă.

CAPITOLUL VII

Dispoziții tranzitorii

Art. 61. — OR elaborează și transmite către ANRE o propunere privind:

a) procedura de calificare tehnică aferentă participării la gestionarea congestiilor în rețelele proprii;

b) specificațiile produselor introduse în licitațiile pe termen scurt de energie pentru gestionarea congestiilor;

c) specificațiile produselor introduse în licitațiile pe termen lung de capacitate pentru gestionarea congestiilor;

d) minimul de informații care să facă parte din registrul pentru resursele de flexibilitate și cele opționale, precum și regulile de acces al OR vecini la acestea;

e) opțiunea argumentată față de organizarea unei platforme comune pentru toți OR pentru achiziția energiei electrice pentru gestionarea congestiilor sau a câte unei platforme distincte de către fiecare OR;

f) opțiunea privind combinarea sau nu a eventualei platforme comune cu Registrul pentru resursele de flexibilitate.

Art. 62. — OR elaborează împreună o metodologie prin care stabilesc modul de operare, de colaborare, de partajare a informațiilor, precum și drepturile și responsabilitățile fiecăruia pe perioada în care OTS continuă să identifice și să gestioneze congestiile de rețea apărute în rețelele de 110 kV concesionate de OD și aflate în responsabilitatea acestora.

ANEXA Nr. 2

REGULI APLICABILE

achiziției de energie electrică reactivă pentru reglajul tensiunii în regim staționar de către operatorul de transport și de sistem

CAPITOLUL I

Scop și domeniu de aplicare

Art. 1. — Scopul prezentelor reguli este de a oferi un cadru de reglementare în scopul achiziției de către operatorul de transport și de sistem a energiei electrice reactive pentru reglajul tensiunii în sistemul propriu în regim staționar în vederea exploatarei eficiente, fiabile și sigure a rețelei electrice pe care o operează, în condiții obiective, transparente și nediscriminatorii de la toți participanții la piață, indiferent de tehnologie.

Art. 2. — Prezentele reguli se aplică operatorului de transport și de sistem, precum și participanților la piață, inclusiv participanților implicați în agregare.

CAPITOLUL II

Abrevieri și definiții

Art. 3. — Abrevierile utilizate în cadrul prezentelor reguli au următoarele semnificații:

a) ANRE — Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei;

b) MVarh — Megavolt-amper-reactiv-oră;

c) OTS — operatorul de transport și sistem.

Art. 4. — În înțelesul prezentului document, termenii și expresiile folosite au semnificațiile definite în:

a) art. 2 al Directivei (UE) 2019/944 a Parlamentului European și a Consiliului din 5 iunie 2019 privind normele

comune pentru piața internă de energie electrică și de modificare a Directivei 2012/27/UE;

b) art. 2 al Regulamentului (UE) 2019/943 al Parlamentului European și al Consiliului din 5 iunie 2019 privind piața internă de energie electrică;

c) art. 3 al Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare.

CAPITOLUL III

Reguli pentru achiziția energiei electrice reactive pentru reglajul tensiunii în regim staționar

Art. 5. — (1) OTS asigură reglajul tensiunii prin achiziția de energie electrică reactivă, în condiții de transparență, nediscriminatorii, bazate pe piață.

(2) Prin derogare de la prevederile alin. (1), OTS poate solicita ANRE o derogare de la achiziția pe bază de piață a energiei electrice reactive în cazul în care apreciază că aceasta nu este eficientă din punct de vedere economic pentru un anumit produs.

Art. 6. — În situația în care OTS constată că în anumite zone din rețeaua sa are nevoie într-o perioadă de reglajul tensiunii prin achiziția de energie electrică reactivă, acesta anunță public organizarea unei licitații pentru achiziția acesteia în acea perioadă pentru respectiva zonă, elemente care trebuie să fie clar precizate.

Art. 7. — OTS admite la licitația de achiziție a energiei electrice reactive pe toți participanții, indiferent de tehnologie, care au trecut în prealabil printr-un proces de precalificare sau de confirmare a capacității pentru furnizarea produselor corespunzătoare acestui serviciu, realizat în baza unei proceduri publicate în prealabil de OTS.

Art. 8. — Anunțul de organizare a licitației trebuie să cuprindă zona/nodul de rețea în care este nevoie de livrarea energiei electrice reactive, cantitatea orară minimă, cantitatea orară maximă, precum și cantitatea totală aproximativă necesar să fie achiziționată în perioada aferentă licitației, atât de tip inductiv, cât și de tip capacitiv, alte elemente semnificative pentru produsul achiziționat, data-limită de primire a ofertelor, datele de început și de sfârșit ale livrării, precum și contractul-cadru de vânzare-cumpărare a energiei electrice reactive.

Art. 9. — Ofertele cuprind prețul fix care este cerut de participant pentru fiecare MVarh livrat de o unitate calificată

specificată, corespunzător unei cantități orare care se încadrează în specificațiile produsului supus licitației de către OTS.

Art. 10. — OTS acceptă ofertele în ordinea crescătoare a prețului oferat, până la completarea cantității necesar a fi achiziționată orar pe fiecare sens, pe perioada scoasă la licitație.

Art. 11. — O ofertă acceptată reprezintă obligația participantului de a asigura OTS, în perioada pentru care a avut loc licitația, furnizarea energiei electrice reactive cel puțin la puterea minimă și cel mult la puterea maximă specificate în ofertă pe fiecare sens, în schimbul prețului specificat în ofertă acordat pentru cantitatea efectiv livrată, determinată în urma măsurărilor. O ofertă poate fi acceptată parțial, pentru cantități mai mici decât cele oferate.

Art. 12. — OTS stabilește modul de definire a produselor care pot face obiectul unei licitații, având în vedere ca acesta să permită o participare cât mai largă a utilizatorilor de rețea calificați și asigurarea necesarului de energie electrică reactivă în cele mai eficiente condiții.

ANEXA Nr. 3

REGULI APLICABILE achiziției de energie electrică reactivă pentru reglajul tensiunii în regim staționar de către operatorii de distribuție concesionari

CAPITOLUL I

Scop și domeniu de aplicare

Art. 1. — Scopul prezentelor reguli este de a oferi un cadru de reglementare în scopul achiziției de către operatorii de distribuție concesionari a energiei electrice reactive pentru reglajul tensiunii în sistemul propriu în regim staționar în vederea exploatarei eficiente, fiabile și sigure a rețelei electrice pe care o operează, în condiții obiective, transparente și nediscriminatorii de la toți participanții la piață, indiferent de tehnologie.

Art. 2. — Prezelele reguli se aplică operatorilor de distribuție concesionari, precum și participanților la piață, inclusiv participanților implicați în agregare.

CAPITOLUL II

Abrevieri și definiții

Art. 3. — Abrevierile utilizate în cadrul prezentelor reguli au următoarele semnificații:

- a) ANRE — Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei;
- b) MVarh — Megavolt-ampere-reactiv-oră;
- c) OD — operator de distribuție concesionar.

Art. 4. — În înțelesul prezentului document, termenii și expresiile folosite au semnificațiile definite în:

- a) art. 2 al Directivei (UE) 2019/944 a Parlamentului European și a Consiliului din 5 iunie 2019 privind normele comune pentru piața internă de energie electrică și de modificare a Directivei 2012/27/UE;
- b) art. 2 al Regulamentului (UE) 2019/943 al Parlamentului European și al Consiliului din 5 iunie 2019 privind piața internă de energie electrică;
- c) art. 3 al Legii energiei electrice și a gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare.

CAPITOLUL III

Reguli pentru achiziția energiei electrice reactive pentru reglajul tensiunii în regim staționar

Art. 5. — (1) OD asigură reglajul tensiunii prin achiziția de energie electrică reactivă, în condiții de transparență, nediscriminatorii, bazate pe piață.

(2) Prin derogare de la prevederile alin. (1), în cazul în care apreciază că achiziția bazată pe piață a energiei electrice reactive nu este rentabilă în cazul unui OD și/sau al unui produs, ANRE poate acorda o derogare.

Art. 6. — În situația în care OD constată că în anumite zone din rețeaua sa are nevoie într-o perioadă de reglajul tensiunii prin achiziția de energie electrică reactivă, acesta anunță public organizarea unei licitații pentru achiziția acesteia în acea perioadă pentru respectiva zonă, elemente care trebuie să fie clar precizate.

Art. 7. — OD îi admite la licitația de achiziție a energiei electrice reactive pe toți participanții, indiferent de tehnologie, care au trecut în prealabil printr-un proces de precalificare sau de confirmare a capacității pentru furnizarea produselor corespunzătoare acestui serviciu, realizat în baza unei proceduri publicate în prealabil de OD.

Art. 8. — Anunțul de organizare a licitației trebuie să cuprindă zona/nodul de rețea în care este nevoie de livrarea energiei electrice reactive, cantitatea orară minimă, cantitatea orară maximă, precum și cantitatea totală aproximativă necesar să fie achiziționată în perioada aferentă licitației, atât de tip inductiv, cât și de tip capacitiv, alte elemente semnificative pentru produsul achiziționat, data-limită de primire a ofertelor, datele de început și de sfârșit ale livrării, precum și contractul-cadru de vânzare-cumpărare a energiei electrice reactive.

Art. 9. — Ofertele cuprind prețul fix care este cerut de participant pentru fiecare MVarh livrat de o unitate calificată specificată, corespunzător unei cantități orare care se încadrează în specificațiile produsului supus licitației de către OD.

Art. 10. — OD acceptă ofertele în ordinea crescătoare a prețului oferat, până la completarea cantității necesar a fi achiziționate orar pe fiecare sens, pe perioada scoasă la licitație.

Art. 11. — O ofertă acceptată reprezintă obligația participantului de a asigura OD, în perioada pentru care a avut loc licitația, furnizarea energiei electrice reactive cel puțin la puterea minimă și cel mult la puterea maximă specificate în ofertă pe fiecare sens, în schimbul prețului specificat în ofertă acordat pentru cantitatea efectiv livrată, determinată în urma măsurărilor. O ofertă poate fi acceptată parțial, pentru cantități mai mici decât cele oferate.

Art. 12. — OD stabilește modul de definire a produselor care pot face obiectul unei licitații, având în vedere ca acesta să permită o participare cât mai largă a utilizatorilor de rețea calificați și asigurarea necesarului de energie electrică reactivă în cele mai eficiente condiții.