

## **Ordin nr. 213 din 25 noiembrie 2020**

### **pentru aprobarea Regulamentului de calcul și de decontare a dezechilibrelor părților responsabile cu echilibrarea – preț unic de dezechilibru și pentru modificarea unor ordine ale președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei**

Având în vedere prevederile art. 52 alin. (1) din Regulamentul (UE) 2195/2017 al Comisiei din 23 noiembrie 2017 de stabilire a unei linii directoare privind echilibrarea sistemului de energie electrică,

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 Regulamentul de calcul și de decontare a dezechilibrelor părților responsabile cu echilibrarea – preț unic de dezechilibru, prevăzut în anexa care face parte integrantă din prezentul ordin.

**Art. 2** – (1) Pentru perioada 1 septembrie 2020 – 31 decembrie 2020, operatorul de decontare al pieței de echilibrare face simulări când are disponibile informațiile, dar nu mai târziu de 2 luni după luna de livrare, pentru calculul de decontare a dezechilibrelor părților responsabile cu echilibrarea rezultate în urma aplicării prevederilor regulamentului prevăzut la art. 1.

(2) În perioada prevăzută la alin. (1), informațiile aferente prețurilor finale unice de dezechilibru și ale dezechilibrelor valorice orare ale părților responsabile cu echilibrarea calculate conform aplicării prevederilor regulamentului prevăzut la art. 1 se transmit de operatorul de decontare al pieței de echilibrare către Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei și către părțile implicate în procesul de decontare al părților responsabile cu echilibrarea pe e-mail, până la sfârșitul lunii calendaristice care urmează lunii de livrare sau când aceste informații devin disponibile.

**Art. 3** – Intervalul de decontare cuprins în regulamentul prevăzut la art. 1 este de câte 15 minute, de la începutul fiecărei zile calendaristice.

**Art. 4** – Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 61/2020, publicat în Monitorul Oficial al României, Partea I, nr. 287 și 287 bis din 6 aprilie 2020, cu modificările și completările ulterioare, se modifică după cum urmează:

- Articolul 4 se modifică și va avea următorul cuprins:

“Art. 4 Intervalul de decontare cuprins în regulamentele prevăzute la art. 1 și 2 este de câte 15 minute, de la începutul fiecărei zile calendaristice.”

**Art. 5**– Regulamentul de funcționare și de decontare a pieței de echilibrare, aprobat prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 61/2020, publicat în Monitorul Oficial al României, Partea I, nr. 287 și 287 bis din 6 aprilie 2020, cu modificările și completările ulterioare, se modifică după cum urmează:

- **Articolul 215 se modifică și va avea următorul cuprins:**

”Art. 215 Penalitatea specifică  $k_{d,i}^{cres}$ , respectiv  $k_{d,i}^{red}$ , prevăzută la **Error! Reference source not found.**, care se aplică pentru livrarea parțială a energiei de echilibrare la creștere, respectiv la reducere, în ziua  $d$  și în IDi, se determină astfel:

$$k_{d,i}^{cres} = a \times \left( \left| P_{dez,i}^{in} + \left| P_{dez,i}^{in} - P_{MAX,i}^{cres} \right| \right| \right)$$

$$k_{d,i}^{red} = a \times \left( \left| P_{dez,i}^{in} + \left| P_{dez,i}^{in} - P_{min,i}^{red} \right| \right| \right)$$

unde :

$a$  este o constantă, stabilită de ANRE;  $a = 0,1$ ;

$P_{MAX,i}^{cres}$  - prețul cel mai mare al ofertelor UD, CD sau ISD respectiv, selectate pentru furnizarea energiei de echilibrare/managementului restricțiilor de rețea, corespunzătoare reglajului terțiar la creștere de putere în IDi al zilei  $d$ ;

$P_{min,i}^{red}$  - prețul cel mai mic al ofertelor UD, CD sau ISD respectiv, selectate pentru furnizarea energiei de echilibrare/managementului restricțiilor de rețea, corespunzătoare reglajului terțiar la reducere de putere în IDi al zilei  $d$ ;

$P_{dez,i}^{in}$  - prețul inițial unic de dezechilibru în IDi al zilei  $d$ .”

**Art. 6** – Dispozițiile de dispecer rezultate în urma selecțiilor energiilor de echilibrare se transmit de către operatorul de transport și sistem prin intermediul sistemului informatic al pieței de echilibrare către participanții înscriși la piața de echilibrare și telefonic participanților la piață care nu sunt înscriși pe piața de echilibrare, ambele categorii de participanți având obligația preluării acestor dispoziții și a executării lor.

**Art. 7** – Regulamentul de calcul și de decontare a dezechilibrelor părților responsabile cu echilibrarea, aprobat prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 61/2020, publicat în Monitorul Oficial al României, Partea I, nr. 287 și 287 bis din 6 aprilie 2020, cu modificările ulterioare, se modifică după cum urmează:

**- Articolul 11 se modifică și va avea următorul cuprins:**

”Art. 11 Furnizorii de energie electrică care achiziționează energia electrică produsă și livrată în rețeaua electrică de către prosumatorii care dețin centrale electrice de producere a energiei electrice din surse regenerabile cu puterea instalată de cel mult 100 kW pe loc de consum și încheie contracte de vânzare-cumpărare a energiei electrice în temeiul contractului-cadru aprobat prin Ordin al președintelui ANRE, sunt obligați să-și asume responsabilitatea financiară pentru plata dezechilibrelor generate pe piața de energie electrică de către producătorii/prosumatorii respectivi.”

**Art. 8** – Regulile comerciale privind colectarea, prelucrarea și transmiterea valorilor măsurate de energie electrică, aprobate prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 62/2020, publicat în Monitorul Oficial al României, Partea I, nr. 271 din 1 aprilie 2020, cu modificările ulterioare, se modifică după cum urmează:

**- Articolul 19 se modifică și va avea următorul cuprins:**

„Art. 19 Pentru prosumatorii care dețin centrale electrice de producere a energiei electrice din surse regenerabile cu puterea instalată de cel mult 100 kW pe loc de consum și încheie contracte de vânzare-cumpărare a energiei electrice în temeiul contractului-cadru aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 227/2018, cu modificările ulterioare, precum și pentru clienții casnici deținători ai unor capacități de producere a energiei electrice, respectiv electrice și termice în cogenerare, conectate la rețea, cu putere electrică mai mică de 100 kW, însumarea valorilor măsurate și a valorilor măsurate aprobate, prevăzute la art. 11 alin. (1), art. 12 alin. (1), art. 16 alin. (1), art. 17 alin. (1) și art. 18, se realizează astfel:

- a) energia electrică produsă este înregistrată ca fiind producție aferentă furnizorului care își asumă responsabilitatea financiară pentru plata dezechilibrelor acestora;
- b) energia electrică produsă nu este inclusă în categoria de informații care privesc producția aferentă fiecărui producător, pe fiecare ID.”

**Art. 9** – Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 152/2020 pentru aprobarea regulilor de compensare financiară a resurselor dispecerizabile angajate în scopul redispecerizării sau comercializării în contrapartidă coordonată care nu se bazează pe piață și pentru modificarea unor reguli din domeniul energiei electrice, publicat în Monitorul Oficial al României, Partea I, nr. 779 din 26 august 2020, se modifică după cum urmează:

**- La articolul 2 alineatul (1) se modifică și va avea următorul cuprins:**

„Art. 2 (1) Toți participanții la piață care au în exploatare unități dispecerizabile în înțelesul prevederilor art. 4 transmit la Compania Națională de Transport al Energiei Electrice „Transelectrica“ - S.A. toate informațiile necesare determinării compensațiilor financiare unitare, conform prevederilor art. 1, până în a cincea zi lucrătoare a fiecărei luni calendaristice, pentru a fi aplicate în luna calendaristică următoare.”

**Art. 10** – Regulamentul de organizare și funcționare a pieței pentru ziua următoare de energie electrică cu respectarea mecanismului de cuplare prin preț a piețelor, aprobat prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 82/2014, publicat în Monitorul Oficial al României, Partea I, nr. 668 din 11 septembrie 2014, cu modificările și completările ulterioare, se modifică după cum urmează:

**- La articolul 35, alineatul (2) se modifică și va avea următorul cuprins:**

“(2) Agregatorului îi revin integral toate responsabilitățile și drepturile prevăzute în convenția de participare prevăzută la alin. (1), precum și cele prevăzute în reglementări naționale și/sau comunitare corespunzătoare participării la piața de energie electrică.”

**Art. 11** – (1) Operatorii economici din sectorul energiei electrice, Compania Națională de Transport al Energiei Electrice ”Transelectrica” S.A. și Societatea Operatorul Pieței de Energie Electrică și de Gaze Naturale ”OPCOM” S.A. duc la îndeplinire prevederile prezentului ordin.

(2) Compania Națională de Transport al Energiei Electrice "Transelectrica" S.A. elaborează procedura prevăzută la art. 95 din regulamentul prevăzut la art. 1 în termen de două luni de la data intrării în vigoare a prezentului ordin.

**Art. 12** – Direcțiile de specialitate din cadrul Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei urmăresc respectarea prevederilor prezentului ordin.

**Art. 13** – La data de 1 ianuarie 2021 Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 76/2017 pentru aprobarea Regulilor de transparentizare a decontării în cadrul părților responsabile cu echilibrarea și modificarea art. 32 din Regulamentul de programare a unităților de producție și a consumatorilor dispecerizabili, aprobat prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 32/2013, publicat în Monitorul Oficial al României, Partea I, nr. 674 din 17 august 2017, cu modificările și completările ulterioare, se abrogă.

**Art. 14** – (1) Prezentul ordin se publică în Monitorul Oficial al României, Partea I și intră în vigoare la data publicării, cu excepția prevederilor art. 1, 3 – 6 care intră în vigoare la data de 1 ianuarie 2021.  
(2) La data de 1 ianuarie 2021 Regulamentul de calcul și de decontare a dezechilibrelor părților responsabile cu echilibrarea aprobat prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 61/2020, publicat în Monitorul Oficial al României, Partea I, nr. 287 și 287 bis din 6 aprilie 2020, cu modificările și completările ulterioare se abrogă.

**Art. 15** – (1) Pentru o perioadă tranzitorie de 6 luni de la data intrării în vigoare a regulamentului prevăzut la art. 1, operatorul de decontare al pieței de echilibrare în paralel cu realizarea calculelor pentru decontarea dezechilibrelor părților responsabile cu echilibrarea rezultate în urma aplicării prevederilor regulamentului prevăzut la art. 1, face simulări lunare, în luna următoare lunii de livrare, pentru calculul de decontare a dezechilibrelor părților responsabile cu echilibrarea rezultate conform prevederilor Regulamentului de calcul și de decontare a dezechilibrelor părților responsabile cu echilibrarea aprobat prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 61/2020, cu modificările și completările ulterioare.

(2) În perioada prevăzută la alin. (1), în cadrul simulărilor lunare prevăzute la alin. (1), operatorul de decontare al pieței de echilibrare calculează valorile penalităților specifice care se aplică pentru livrarea parțială a energiei de echilibrare la creștere, respectiv la reducere, cu formulele:

$$k_{d,i}^{creș} = a \times \left( |P_{Def,i} + |P_{Def,i} - P_{MA,i}^{creș}| \right)$$

$$k_{d,i}^{red} = a \times \left( |P_{Exc,i} + |P_{Exc,i} - P_{min,i}^{red}| \right)$$

unde :

$a$  este o constantă, stabilită de ANRE;  $a = 0,1$ ;

$P_{MAXi}^{res}$  - prețul cel mai mare al ofertelor UD, CD sau ISD respectiv, selectate pentru furnizarea energiei de echilibrare/managementului restricțiilor de rețea, corespunzătoare reglajului terțiar la creștere de putere în IDi al zilei  $d$ ;

$P_{min,i}^{red}$  - prețul cel mai mic al ofertelor UD, CD sau ISD respectiv, selectate pentru furnizarea energiei de echilibrare/managementului restricțiilor de rețea, corespunzătoare reglajului terțiar la reducere de putere în IDi al zilei  $d$ ;

$P_{Def,i}$ ,  $P_{Exc,i}$  – prețurile de deficit, respectiv de excedent în IDi al zilei  $d$ , determinate conform prevederilor Regulamentului de calcul și de decontare a dezechilibrelor părților responsabile cu echilibrarea aprobat prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 61/2020, cu modificările și completările ulterioare.

(3) Informațiile aferente simulărilor lunare prevăzute la alin. (1), pentru calculul de decontare a dezechilibrelor părților responsabile cu echilibrarea efectuat în luna următoare lunii de livrare se transmit de operatorul de decontare al pieței de echilibrare către Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei și către părțile implicate în procesul de decontare al părților responsabile cu echilibrarea pe e-mail, până la sfârșitul lunii calendaristice care urmează lunii de livrare.

**Președintele Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei**

**Dumitru CHIRIȚĂ**

# REGULAMENT DE CALCUL ȘI DE DECONTARE A DEZECHILIBRELOR PĂRȚILOR RESPONSABILE CU ECHILIBRAREA – PREȚ UNIC DE DEZECHILIBRU

## CAPITOLUL 1 DISPOZIȚII GENERALE

**Art. 1** Prezentul regulament are drept scop stabilirea regulilor pentru:

- a) înregistrarea participanților la piață ca părți responsabile cu echilibrarea, retragerea/revocarea înregistrării ca parte responsabilă cu echilibrarea, precum și delegarea responsabilității echilibrării către alte părți responsabile cu echilibrarea;
- b) determinarea dezechilibrului generat de o parte responsabilă cu echilibrarea în SEN în fiecare interval de decontare;
- c) decontarea dezechilibrelor părților responsabile cu echilibrarea într-un mod care să reflecte costurile cu echilibrarea sistemului, astfel încât părțile responsabile cu echilibrarea să fie încurajate să se echilibreze înainte de momentul livrării și să nu agraveze dezechilibrul sistemului.

**Art. 2** Prezentul regulament se aplică participanților la piață, inclusiv operatorilor economici persoane juridice străine înregistrate într-un stat membru al Uniunii Europene cărora Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei le-a confirmat dreptul de a desfășura în România activitatea de furnizare sau activitatea traderului de energie electrică, operatorilor de distribuție, operatorului de transport și de sistem și operatorului pieței de energie electrică.

**Art. 3** În înțelesul prezentului regulament, abrevierile de mai jos au următoarele semnificații:

ANRE - Autoritatea Națională de Reglementare în Domeniul Energiei;

CD – consum dispecerizabil;

CPT – consum propriu tehnologic;

Codul RET – Codul tehnic al Rețelei Electrice de Transport;

EIC –ENTSO-E Identification Code;

EXP<sub>notif</sub> – exporturi notificate;

EXP<sub>realiz</sub> – exporturi realizate;

FUI – furnizor de ultimă instanță,

ID – interval de decontare;

ISD – instalație de stocare dispecerizabilă;

IMP<sub>notif</sub> – importuri notificate;

IMP<sub>realiz</sub> – importuri realizate;

NF – notificare fizică;

OPEE – operatorul pieței de energie electrică;

ODPE – operatorul de decontare al pieței de echilibrare;

OM – operator de măsurare;

OR – operator de rețea;

OTS – operatorul de transport și de sistem;

PE – piața de echilibrare;

PI – piața intrazilnică;

PIP – prețul de închidere al PZU;

PPE – participant la piața de echilibrare;

PRE – parte responsabilă cu echilibrarea;

PRE – PZU – partea responsabilă cu echilibrarea constituită de OPEE în calitate de contraparte pentru tranzacțiile încheiate pe PZU;

PRE – PI – partea responsabilă cu echilibrarea constituită de OPEE în calitate de contraparte pentru tranzacțiile încheiate pe PI;

PRE-SN – partea responsabilă cu echilibrarea constituită pentru urmărirea dezechilibrelor induse de schimburile neplanificate cu alte sisteme;

PZU – piața pentru ziua următoare;

Regulamentul EB – Regulamentul (UE) 2017/2195 al Comisiei din 23 noiembrie 2017 de stabilire a unei linii directe privind echilibrarea sistemului de energie electrică

Regulamentul PD - Regulamentul de programare a unităților de producție dispecerizabile, a consumatorilor dispecerizabili și a instalațiilor de stocare dispecerizabile, aprobat prin ordin al președintelui ANRE;

Regulamentul PE - Regulamentul de funcționare și de decontare a pieței de echilibrare, aprobat prin ordin al președintelui ANRE;

Regulamentul de preluare - Regulamentul de preluare de către furnizorii de ultimă instanță a clienților finali care nu au asigurată furnizarea energiei electrice din nicio altă sursă, aprobat prin ordin al președintelui ANRE;

Regulamentului de furnizare - Regulamentul de furnizare a energiei electrice la clienții finali, aprobat prin ordin al președintelui ANRE

Regulile de măsurare - Regulile privind măsurarea energiei electrice și utilizarea informațiilor aferente în scopuri comerciale, aprobate prin ordin al președintelui ANRE;

Regulamentul PZU - Regulamentul de organizare și funcționare a pieței pentru ziua următoare de energie electrică cu respectarea mecanismului de cuplare prin preț a piețelor, aprobat prin ordin al președintelui ANRE;



SB – schimb bloc;

SEN – sistemul electroenergetic național;

SN – schimburi neplanificate;

STS – serviciu de sistem;

UE – Uniunea Europeană;

UD – unitate dispecerizabilă de producere energie electrică.

**Art. 4** (1) În înțelesul prezentului regulament, termenii și expresiile folosite au semnificațiile definite în Directiva (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, în Regulamentul (UE) 2019/943 al Parlamentului European și al Consiliului din 5 iunie 2019 privind piața internă de energie electrică (reformare), în Legea energiei electrice și gazelor naturale nr. 123/2012, cu modificările și completările ulterioare, în Codul RET, în Regulamentul de programare a unităților de producție dispecerizabile, a consumatorilor dispecerizabili și a instalațiilor de stocare dispecerizabile și în Regulamentul de funcționare și de decontare a pieței de echilibrare aprobate prin Ordinul președintelui ANRE nr. 61/2020.

(2) În înțelesul prezentului regulament, termenii și expresiile de mai jos au următoarele semnificații:

1. Agregator – participant la piața implicat în agregare, așa cum este definit la art. 2 pct. 43 din Regulamentul (UE) 2019/943 al Parlamentului European și al Consiliului din 5 iunie 2019 privind piața internă de energie electrică (reformare)
2. Bancă de decontare – Bancă la care o PRE/OTS și-a deschis contul bancar din/în care se achită/încasează obligațiile de plată/drepturile de încasare înscrise în notele de informare pentru decontare emise de ODPE, prevăzute în facturi
3. Consum net - Energia pe care un consumator de energie electrică o preia din rețelele electrice de transport/distribuție ale SEN
4. Consum propriu tehnologic al rețelelor – diferența dintre energia electrică măsurată la intrarea în rețeaua electrică și energia electrică măsurată la ieșirea din rețeaua electrică respectivă, reprezentând pierderile de energie electrică aferente rețelei
5. Convenția de asumare a responsabilității echilibrării – Convenție standardizată elaborată de OTS în urma unui proces de consultare publică, în conformitate cu regulile cuprinse în prezentul regulament, care prevede drepturile și responsabilitățile reciproce dintre OTS și o PRE; aceasta se semnează de OTS și de participantul care solicită să fie înregistrat ca PRE
6. Dezechilibru PRE – Diferența dintre poziția netă măsurată și poziția netă contractuală notificată, aferente unei PRE

7. Echipament de contorizare pe interval – Echipament de măsurare capabil să măsoare precum și să stocheze și să transmită valorile măsurate ale cantităților de energie activă și reactivă transportate, livrate într-un punct de măsurare, în fiecare ID
8. Furnizor – persoană fizică și/sau juridică ce desfășoară activitatea de vânzare de energie electrică către clienți, precum și alimentarea cu energie electrică a locurilor de consum aflate în proprietatea sa
9. Livrare contractuală – Cantitatea de energie electrică ce se consideră ca fiind livrată de la sau către o PRE în baza obligațiilor contractuale încheiate de către participanții la piață din cadrul PRE conform prevederilor legale, inclusiv importurile și exporturile, tranzacțiile încheiate pe PZU și pe PI notificate și tranzacțiile definitive încheiate pe PE, într-un ID
10. Livrare măsurată – Livrările de energie electrică ce sunt măsurate într-un punct de măsurare dintre SEN și un producător sau un consumator, după caz, sau într-un punct de schimb între rețeaua electrică a unui OR și rețeaua electrică a altui OR, precum și CPT al unei rețele electrice, într-un ID
11. Luna de livrare – Luna în care are loc livrarea efectivă/consumul energiei electrice
12. Operator de decontare a PE – Entitate organizatorică din cadrul OPEE care stabilește obligațiile de plată și drepturile de încasare ale PPE și ale OTS, precum și dezechilibrele cantitative și valorice ale PRE
13. Operator de rețea – orice persoană fizică sau juridică ce deține, sub orice titlu, o rețea electrică de distribuție/transport și care răspunde de exploatarea, de întreținerea și, dacă este necesar, de dezvoltarea rețelei de distribuție/transport într-o anumită zonă și, după caz, a interconexiunilor acesteia cu alte sisteme, precum și de asigurarea capacității pe termen lung a rețelei de distribuție/transport de a satisface un nivel rezonabil al cererii de distribuție/transport de energie electrică
14. Parte externă interconectată – sistem electroenergetic cu care SEN este interconectat și cu care funcționează sincron
15. Poziția netă contractuală – Diferența dintre obligațiile de livrare contractuale ale unei PRE și obligațiile de achiziție contractuale ale respectivei PRE într-un ID
16. Poziția netă măsurată – Diferența dintre producția netă agregată pentru toți producătorii de energie electrică pentru care respectiva PRE și-a asumat responsabilitatea echilibrării și consumul net agregat pentru toți consumatorii de energie electrică pentru care respectiva PRE și-a asumat responsabilitatea echilibrării, inclusiv CPT al rețelei electrice a unui OR, dacă acesta și-a transferat responsabilitatea echilibrării CPT către acea PRE, într-un ID
17. Proces de compensare a dezechilibrelor – proces convenit între OTS-uri, care permite evitarea activării simultane în zona fiecăruia de control a energiei de reglaj secundar în direcții opuse, luând în considerare abaterile respective de reglaj la restabilirea frecvenței, precum și energia de reglaj secundar activată, și corectând în mod corespunzător contribuția proceselor de restabilire a frecvenței implicate

18. Producția netă – Energia electrică ce este livrată de o unitate de producție în rețelele electrice de transport/distribuție ale SEN, egală cu diferența dintre energia produsă, măsurată la bornele generatoarelor, și CPT asigurat din producția proprie
19. Punct de schimb – Punctul fizic în care rețeaua electrică a unui OR este racordată la rețeaua electrică a altui OR sau în care s-a convenit formal delimitarea sa, printr-un punct de măsurare
20. Punct de măsurare – Locul de racordare la care este conectată aparatura și ansamblul instalațiilor care servesc la măsurarea puterii și energiei electrice
21. Registru pentru PRE – Registru public întocmit și actualizat de OTS care conține informații specifice despre PRE înregistrate
22. Registru de serviciu pe sistem – Registru întocmit și actualizat de fiecare operator de rețea care conține informații specifice despre utilizatorii de rețea electrică înregistrați
23. Responsabilitatea echilibrării – Responsabilitatea fiecărui participant la piață față de OTS pentru menținerea echilibrului între valorile realizate și contractate ale producției, consumului și schimburilor de energie electrică proprii, după caz, și pentru suportarea financiară a eventualelor dezechilibre
24. Schimb neplanificat – Rezultatul deducerii valorii energiei electrice care a fost efectiv schimbată cu alte părți externe interconectate în ID respectiv, fără a lua în considerare efectul variației de frecvență, din valoarea diferenței dintre importurile care au fost notificate, în care se includ returnările programate ale unor SN primite/acordate anterior sau ajutoarele de avarie cunoscute în avans;
25. Tranzacție – Convenție încheiată între două părți pentru transferul comercial de energie electrică, conform dispozițiilor prezentului regulament
26. Tranzacție angajată – Tranzacție stabilită între OTS și un PPE prin acceptarea de către OTS a unei oferte făcute de PPE respectiv pe PE pentru o UD/un CD/o ISD pe care o/îl operează, la prețul marginal sau, în cazul celor folosite pentru rezolvarea restricțiilor de rețea, la cel specificat în perechea preț-cantitate acceptată și pentru cantitatea acceptată, conform prevederilor Regulamentului PE; pentru simplificare, în prezentul regulament termenul corespunde și rezultatului așteptat în urma unei dispoziții de dispecer efectuate în afara PE, cu compensație financiară
27. Tranzacție anulată – Tranzacție angajată de OTS pe PE conform ordinii de merit, care este apoi anulată de acesta și marcată ca atare în sistemul PE, dacă executarea acesteia ar determina apariția unei restricții de rețea care ar pune în pericol siguranța și stabilitatea funcționării SEN, în conformitate cu prevederile Regulamentului PE
28. Tranzacție definitivă – Tranzacție stabilită între OTS și un PPE după determinarea cantității efectiv livrate într-un ID de către o UD/un CD/o ISD a cărei/ui ofertă fusese acceptată de OTS, prin modificarea cantității din tranzacția angajată corespunzătoare și aducerea sa la nivelul celei efectiv livrate și prin stabilirea prețului, conform regulilor din Regulamentul PE; pentru simplificare, în prezentul regulament

termenul corespunde și rezultatului efectiv al unei dispoziții de dispecer efectuate în afara PE, cu compensație financiară

29. Tranzacție financiară – Convenție încheiată între două părți referitoare la achiziționarea sau vânzarea unui instrument financiar

30. Tranzacție înlocuitoare – Tranzacție angajată de OTS pe PE sau în afara PE cu compensație, prin care acesta înlocuiește energia de echilibrare pierdută din cauza anulării unei tranzacții angajate pe PE care ar fi determinat apariția unei restricții de rețea

31. Tranzacție utilizată pentru rezolvarea unei restricții de rețea – Tranzacție angajată de OTS pe PE sau în afara PE cu compensație, prin care acesta evită apariția unei restricții de rețea previzibile în urma analizei notificărilor fizice transmise de PPE corelate cu disponibilitatea elementelor de rețea, indiferent care ar fi sensul dezechilibrului SEN din ID respectiv

32. Tranzacție virtuală – Tranzacție/tranzacții care ar fi fost încheiată/încheiate pe PE în baza ofertei/ofertelor din ordinea de merit rezultată pentru ID respectiv, în plus față de cele înregistrate în sistemul PE în ipoteza în care nu ar fi fost acceptată în prealabil o ofertă marcată ca utilizată pentru rezolvarea restricțiilor de rețea, în conformitate cu prevederile Regulamentului PE

33. Tranzit notificat – Operațiunile de import și export realizate concomitent de un participant la piață într-un ID, care nu implică tranzacții realizate în piața națională

34. Utilizator de sistem – Utilizator de rețea electrică, conform definiției prevăzută la art. 3, pct 81 din Legea energiei electrice și a gazelor naturale nr 123/2012, cu modificările și completările ulterioare

35. Zi de livrare – Ziua în care are loc livrarea efectivă/consumul energiei de echilibrare

## CAPITOLUL 2

### RESPONSABILITATEA ECHILIBRĂRII

#### Secțiunea 2.1. Principii generale

**Art. 5** Conceptul de responsabilitate a echilibrării și stabilirea PRE asigură:

- a) închiderea pozițiilor aferente tranzacțiilor cu energie electrică pe piața de energie electrică într-un mod ordonat și just;
- b) stabilirea înainte de ID a balanței de energie electrică în SEN;
- c) separarea tranzacțiilor financiare de cele fizice;
- d) o decontare corectă a tranzacțiilor cu energie electrică pe piață.

**Art. 6** Participanții la piață care devin activi pe piața națională de energie electrică își asumă responsabilitatea financiară pentru impactul acțiunilor lor pe piață asupra operării sigure, stabile și economice a SEN.

**Art. 7** Aplicarea conceptului responsabilității echilibrării în prezentul regulament are ca obiectiv stimularea participanților de a se echilibra înainte de ID, prin modul de stabilire a responsabilității financiare pentru dezechilibrele dintre producția netă și consumul realizate și schimburile de energie electrică notificate conform contractelor, permițând totodată diminuarea aplicării măsurilor penalizatoare asupra participanților la piață, prin acordarea permisiunii pentru aceștia de a-și agrega dezechilibrele, în limitele prevăzute de prezentul regulament.

**Art. 8** Prezentul capitol stabilește regulile și condițiile referitoare la:

- a) înregistrarea PRE, delegarea responsabilității către altă PRE, retragerea/revocarea PRE;
- b) alocarea responsabilității echilibrării către participanții la piață înregistrați ca PRE;
- c) drepturile și obligațiile PRE;
- d) alocarea locurilor de producere/locurilor de consum, inclusiv CPT al unei rețele, către PRE;
- e) înființarea și completarea registrului pentru PRE de către OTS.

## **Secțiunea 2.2. Obligația asumării responsabilității echilibrării, drepturi și limitări**

**Art. 9** Conform prezentului regulament, responsabilitatea echilibrării revine participanților la piață, pentru:

- a) asigurarea echilibrului între producția măsurată în punctele de măsurare aferente locurilor de producere, achizițiile contractate notificate/energia de echilibrare efectiv livrată pe PE și importurile contractate de energie electrică notificate, pe de o parte, și consumul măsurat în punctele de măsurare aferente locurilor de consum/CPT determinat aflate în responsabilitatea sa, vânzările contractate notificate/energia de echilibrare efectiv livrată pe PE și exporturile contractate de energie electrică notificate, pe de altă parte;
- b) asumarea responsabilității financiare față de OTS pentru toate dezechilibrele fizice care apar datorită lipsei egalității între producția netă măsurată în punctele de măsurare aferente locurilor de producere, achiziția contractată notificată/ energia de echilibrare efectiv livrată pe PE, importul contractat notificat, pe de o parte și consumul măsurat în punctele de măsurare aferente locurilor de consum, inclusiv CPT, aflate în responsabilitatea sa, vânzările contractate notificate/ energia de echilibrare efectiv livrată pe PE și exportul contractat notificat de energie electrică, pe de altă parte.

**Art. 10** (1) Fiecare participant la piață își asumă responsabilitatea echilibrării față de OTS, pentru întreaga sa producție, achiziție, inclusiv din import, consum și vânzare, inclusiv la export, de energie electrică.

(2) Participantul la piață își asumă contractual responsabilitatea financiară a echilibrării față de OTS prin înregistrarea ca PRE sau, în cazul clienților finali care nu participă la piața angro în nume propriu, prin

transferul implicit al acestei responsabilități către PRE înregistrată de către furnizorul/unul din furnizorii săi.

**Art. 11** Furnizorii de energie electrică care achiziționează energia electrică produsă și livrată în rețeaua electrică de către prosumatorii care dețin centrale electrice de producere a energiei electrice din surse regenerabile cu puterea instalată de cel mult 100 kW pe loc de consum și încheie contracte de vânzare-cumpărare a energiei electrice în temeiul contractului-cadru aprobat prin Ordin al președintelui ANRE, sunt obligați să-și asume responsabilitatea financiară pentru plata dezechilibrelor generate pe piața de energie electrică de către producătorii/prosumatorii respectivi.

**Art. 12** (1) În vederea facilitării funcționării pieței angro de energie electrică, participanților la piață li se permite să-și transfere integral responsabilitatea echilibrării unei PRE care a fost înregistrată la OTS, doar în situația în care după transfer, aceasta se încadrează în dimensiunea maximă a PRE stabilită conform prevederilor prezentului regulament.

(2) Pe perioada transferului responsabilității echilibrării de la un participant înregistrat ca PRE către alt participant înregistrat ca PRE, prevederile din prezentul regulament se aplică PRE rezultat, conform dimensiunii și structurii acestuia rezultate în urma acestui transfer.

**Art. 13** Dacă un participant la piață care are obligația de a se înregistra ca PRE nu a reușit să se înregistreze sau a fost revocat ca PRE, se va considera că acesta are toate responsabilitățile unei PRE înregistrate, fiind răspunzător pentru toate cheltuielile aferente, fără a avea dreptul de a participa la piața de energie electrică și considerându-i-se egale cu zero SB cu alți participanți.

**Art. 14** (1) Un participant la piață nu își poate asuma responsabilitatea echilibrării prin intermediul mai multor PRE sau transfera responsabilitatea echilibrării mai multor PRE, chiar dacă deține mai multe tipuri de licențe.

(2) Fac excepție de la aplicarea prevederilor (1) situațiile prevăzute în prezentul regulament pentru OTS, operatorul de distribuție concesionar și OPEE, situația perioadei de probe a unei capacități de producere, în condițiile prevăzute în *Regulile privind preluarea energiei electrice livrate în rețelele electrice, produsă în perioada de probe a capacităților de producere*, aprobate prin ordin al președintelui ANRE.

**Art. 15** (1) Fiecare loc de producere și fiecare loc de consum, inclusiv CPT al unui OR, se află în responsabilitatea unei PRE.

(2) În cazul unui loc de consum și de producere, acesta este considerat loc de producere în ID în care valoarea măsurată în punctul de delimitare indică o injecție de energie electrică în rețele și loc de consum în ID în care valoarea măsurată indică o extragere de energie electrică din rețele.

(3) Fiecare punct de schimb între rețelele a doi OR este luat în considerare la determinarea CPT al fiecăruia din cei doi OR, în cadrul fiecărei PRE care deține responsabilitatea echilibrării pentru fiecare dintre aceștia.

**Art. 16** În cazul consumatorului deservit simultan de mai mulți furnizori la un loc de consum, doar unul dintre aceștia își asumă responsabilitatea echilibrării respectivului loc de consum, denumit în prezentul regulament furnizor principal.

**Art. 17** În cazul consumatorului care participă activ la piață prin intermediul unui agregator, furnizorul principal își asumă responsabilitatea echilibrării respectivului loc de consum, responsabilitatea echilibrării agregatorului realizându-se prin intermediul transferului de energie dintre PRE în care este înregistrat și PRE în care este înregistrat furnizorul principal, stabilit la un nivel care depinde de consumul măsurat al acestuia, și de consumul de referință aferent pieței pe care a participat; în situațiile în care consumatorul participă frecvent la piață, astfel încât nu este posibilă realizarea curbei de referință a consumului pentru piețele anterioare PE, consumul de referință pentru aceste piețe se consideră la nivelul valorii de consum prestabilite prevăzute în contractul de furnizare al consumatorului.

**Art. 18** (1) Transferul responsabilității echilibrării unui participant la piață înregistrat ca PRE către altă PRE este permis cu condiția ca prognoza anuală de producție pentru locurile de producere înregistrate în PRE rezultată să nu depășească 30% din producția netă totală injectată în SEN în anul precedent.

(2) Transferul responsabilității echilibrării unui participant la piață înregistrat ca PRE către altă PRE este permis cu condiția ca prognoza anuală de consum pentru locurile de consum ale tuturor consumatorilor pentru care PRE rezultată și-a asumat responsabilitatea echilibrării să nu depășească 30% din consumul net total din SEN în anul precedent.

(3) În cazul în care în perioada care urmează transferului responsabilității echilibrării, se constată că PRE rezultată nu mai respectă una sau ambele condiții prevăzute la alin. (1) sau alin. (2), nerespectare constatată în baza analizei valorilor actualizate lunar ale dimensiunii PRE conform informațiilor prevăzute la Art. 160, OTS are dreptul să limiteze respectiva PRE în a-și asuma responsabilitatea echilibrării pentru alți participanți la piață și să ceară acesteia revenirea la încadrarea în limitele specificate într-o perioadă de maxim 6 luni. Această solicitare se face transparent, pe baza unei analize descrise într-o procedură publică elaborată de OTS în urma unui proces de consultare publică.

(4) În cazul transferării responsabilității echilibrării conform alin. (1) și/sau alin. (2), PRE care preia responsabilitatea echilibrării altui/altor participanți la piață înregistrați ca PRE are obligația să utilizeze metoda unică de repartizare între PRE membre a costurilor/veniturilor care îi revin conform prezentului regulament și să transmită la OTS situația dezechilibrelor înregistrate de fiecare participant la piață pentru care și-a asumat responsabilitatea echilibrării, separat pentru fiecare ID din luna de livrare.

**Art. 19** Exportul și importul sunt alocate PRE în conformitate cu NF ale respectivelor PRE, transmise și aprobate conform prevederilor Regulamentului PD.

**Art. 20** OPEE își asumă responsabilitatea echilibrării pentru toate tranzacțiile comerciale în care se angajează în calitate de contraparte, separat pentru tranzacțiile pe PZU și pentru cele pe PI.

**Art. 21** OPEE nu are dreptul să-și asume responsabilitatea echilibrării pentru:

- a) niciun loc de producere/loc de consum, inclusiv CPT al unei rețele sau
- b) nicio altă PRE.

**Art. 22** OTS înființează PRE separate pentru:

- a) compensarea schimburilor neplanificate cu alte sisteme;
- b) administrarea diferențelor dintre cantitatea de energie electrică achiziționată pentru acoperirea CPT al rețelei electrice de transport și CPT realizat în fiecare ID;
- c) operațiunile comerciale realizate ca agent de transfer pentru PZU în funcționare cuplată;
- d) operațiunile comerciale realizate ca agent de transfer pentru PI în funcționare cuplată;
- e) operațiunile comerciale realizate pe piața angro în vederea alimentării propriilor locuri de consum, altele decât CPT.

**Art. 23** Fiecare operator de distribuție concesionar înființează o PRE distinctă pentru administrarea diferențelor dintre cantitatea de energie electrică achiziționată pentru acoperirea CPT al rețelei sale electrice și CPT al rețelei respective realizat în fiecare ID.

**Art. 24** Fiecare PRE transmite NF conform prevederilor Regulamentului PD.

**Art. 25** Fiecare PRE își asumă responsabilitatea financiară față de OTS pentru suma dezechilibrelor între producție, achiziție, import, consum, vânzări și export pentru participanții la piață, pentru care are responsabilitatea echilibrării. Dezechilibrele cantitative și financiare sunt determinate și decontate conform prevederilor din prezentul regulament.

**Art. 26** Fiecare PRE menține pe cheltuiala sa toate sistemele de comunicație necesare pentru transmiterea NF, precum și pentru recepționarea notificărilor de la OTS conform prevederilor Regulamentului PD.

**Art. 27** Fiecare PRE împuternicește cel puțin o persoană de contact care să acționeze în numele său și care să țină legătura cu OTS pe tot parcursul fiecărei zile calendaristice.

**Art. 28** Fiecare PRE furnizează OTS garanții financiare pentru acoperirea riscurilor de neplată către acesta a obligațiilor rezultate din dezechilibrele înregistrate, conform unei proceduri elaborate de OTS după un proces de consultare publică și avizate de ANRE.

**Art. 29** Suplimentar condițiilor prevăzute în prezentul regulament, fiecare PRE are drepturile și trebuie să îndeplinească obligațiile corelative prevăzute în convenția de asumare a responsabilității echilibrării, încheiată cu OTS.

**Art. 30** Drepturile și obligațiile unei PRE prevăzute în convenția de asumare a responsabilității echilibrării sunt transferabile numai în condițiile prevăzute în prezentul regulament și cu acceptul OTS.



### **Secțiunea a 2.3. Înregistrarea participanților la piață ca PRE**

**Art. 31** Participantul la piață trebuie să solicite în scris către OTS înregistrarea ca PRE. Cererea de înregistrare a PRE se completează conform unei proceduri elaborate de OTS în urma unui proces de consultare publică și afișată de OTS pe pagina proprie de internet.

**Art. 32** Fiecare cerere de înregistrare a PRE conține cel puțin următoarele informații:

- a) numele complet, sediul și datele de contact ale solicitantului, codul EIC;
- b) numărul licenței/deciziei de confirmare a dreptului de furnizare/trading a solicitantului, după caz;
- c) numele și datele de contact ale persoanelor împuternicite să acționeze în numele solicitantului;
- d) capacitatea instalată a fiecărei unități de producție pe care solicitantul o exploatează și a fiecăreia din cele pentru care își asumă responsabilitatea echilibrării;
- e) lista locurilor de consum pentru care solicitantul își asumă responsabilitatea echilibrării și capacitatea agregată a acestora.

**Art. 33** În termen de 2 zile lucrătoare de la primirea unei solicitări de înregistrare a unei PRE, OTS:

- a) verifică corectitudinea informațiilor furnizate de solicitant;
- b) transmite solicitantului convenția de asumare a responsabilității echilibrării;
- c) stabilește garanția financiară inițială care trebuie asigurată de solicitant și îl informează pe acesta asupra cuantumului garanției financiare inițiale.

**Art. 34** În situația în care nu sunt transmise toate informațiile prevăzute la Art. 32, OTS solicită completări, iar termenul prevăzut la Art. 35 se suspendă până la îndeplinirea solicitării OTS.

**Art. 35** OTS aprobă o cerere de înregistrare a unei PRE în cel mult 5 zile lucrătoare, dacă se îndeplinesc următoarele condiții:

- a) informațiile transmise de solicitant nu conțin, după cunoștința OTS, nici o informație falsă;
- b) solicitantul deține, în cazurile prevăute de lege, o licență/decizie de confirmare a dreptului de furnizare/trading valabilă;
- c) solicitantul a completat și a semnat convenția de asumare a responsabilității echilibrării;
- d) solicitantul a constituit garanția financiară inițială.

**Art. 36** În situația în care OTS a decis că nu poate aproba o solicitare, informează de îndată solicitantul, motivându-și decizia. Dacă solicitarea a fost respinsă motivat de lipsa informațiilor sau pentru neconstituirea garanției financiare, termenul prevăzut în Art. 35 va fi prelungit cu cel mult 2 zile lucrătoare de la primirea de către OTS a informațiilor lipsă sau până la constituirea garanției financiare solicitate, dar nu mai mult de 10 zile lucrătoare de la primirea solicitării.

**Art. 37** Îndată ce a aprobat solicitarea, OTS:

- a) semnează convenția de asumare a responsabilității echilibrării și transmite o copie către noua PRE;

- b) înscrie noua PRE în registrul pentru PRE;
- c) informează ODPE și pe toți distribuitorii în calitate de OM asupra înregistrării noii PRE, precum și asupra datei de la care noii PRE i se permite să funcționeze.

**Art. 38** (1) Noua PRE își poate exercita drepturile și obligațiile ulterior aprobării de către OTS a cererii de înființare a PRE și înregistrării sale în registrul pentru PRE.

(2) OTS actualizează permanent informațiile înscrise în registrul pentru PRE și le publică pe pagina proprie de internet.

#### **Secțiunea 2.4. Retragera și revocarea înregistrării ca PRE**

**Art. 39** În situația încetării activității pe piața de energie electrică a unui participant la piață, acesta informează OTS în scris referitor la retragerea sa ca PRE. OTS stabilește și publică condițiile și formatul-cadru pentru o astfel de solicitare de retragere, în procedura prevăzută la Art. 31.

**Art. 40** Participantii la piață înregistrați ca PRE care nu mai pot respecta obligațiile ce decurg din prezentul regulament trebuie să informeze fără întârziere OTS.

**Art. 41** OTS poate decide din proprie inițiativă să revoce înregistrarea ca PRE a unui participant la piață, pentru oricare dintre următoarele cauze:

a) OTS constată că:

- i. garanțiile financiare furnizate de participantul la piață sunt mai mici decât suma necesară pentru această PRE și
- ii. participantul la piață nu a reușit să crească nivelul garanțiilor la valoarea solicitată, în termen de 9 zile lucrătoare de la data la care OTS i-a cerut și/sau
- iii. participantul la piață nu a redus dimensiunea PRE conform Art. 160 în termenul prevăzut la punctul (ii), astfel încât garanțiile financiare constituite să fie suficiente sau pentru a se încadra în prevederile procedurii prevăzută la Art. 28 și/sau
- iv. participantul la piață nu și-a transferat în termen de 9 zile lucrătoare responsabilitatea echilibrării către altă PRE, care să-și fi majorat în acest interval garanțiile financiare până la suma care acoperă nivelul solicitat de OTS sau

b) OTS i se aduce la cunostință falimentul sau lichidarea participantului la piață, sau

c) ANRE a informat OTS cu privire la expirarea/retragerea/suspendarea licenței/dreptului de tranzacționare a/al respectivului participant la piață.

**Art. 42** OTS poate, de asemenea, revoca înregistrarea unei PRE dacă participantul la piață respectiv nu și-a îndeplinit în mod repetat sau pentru o perioadă prelungită de timp celelalte obligații care decurg din prezentul regulament și/sau din Regulamentul PD, în cazul unor abateri semnificative și/sau frecvente.

În acest caz, OTS are dreptul să revoce PRE numai după notificarea participantului la piață și a celorlalte părți prevăzute la Art. 43 alin. (2) și numai dacă acesta nu și-a îndeplinit obligațiile respective în termen de 12 zile lucrătoare de la notificarea prevăzută la Art. 43 alin. (1).

**Art. 43** (1) Cu 12 (douăsprezece) zile lucrătoare înainte de a decide dacă revocă înregistrarea ca PRE a unui participant la piață conform Art. 41 lit. a) sau Art. 42, precum și în cazurile de retragere la cererea expresă a acestuia, OTS trebuie să-l notifice pe participantul la piață cu privire la declanșarea și termenele procedurii de revocare.

(2) În situația în care motivele revocării subzistă, după 2 zile lucrătoare de la notificarea prevăzută la alin. (1), OTS:

a) notifică pe ODPE, pe toți distribuitorii în rețelele cărora PRE avea puncte de măsurare, precum și pe participanții la piață înregistrați ca PRE, care aveau responsabilitatea echilibrării transferată acestei PRE, cu privire la posibilitatea și termenul de revocare;

b) publică pe pagina proprie de internet o atenționare referitoare la posibilitatea revocării PRE, adresată participanților la piața de energie electrică și PRE-urilor cu care această PRE avea contracte/notifica schimburi bloc.

**Art. 44** (1) În situația în care motivele revocării au fost eliminate până la împlinirea termenelor de conformare prevăzute la Art. 41 lit. a) sau la Art. 42, OTS publică imediat pe pagina proprie de internet menținerea ca PRE a participantului la piață.

(2) Dacă la împlinirea termenelor prevăzute la Art. 41 lit. a) sau la Art. 42, motivele revocării PRE subzistă, în ziua următoare OTS revocă PRE și:

a) nu mai târziu de ora 9:00, anunță pe pagina proprie de internet revocarea participantului la piață ca PRE și transmite o notificare în acest sens tuturor operatorilor de distribuție concesionari;

b) radiază respectiva PRE din registrul pentru PRE și publică versiunea actualizată a registrului PRE;

c) transmite la ANRE informațiile prevăzute în Regulamentul de preluare;

d) solicită ANRE retragerea/suspendarea licenței participantului respectiv, dacă revocarea nu s-a realizat din acest motiv, prezentând toată motivația pentru revocare.

**Art. 45** (1) În situația în care înregistrarea ca PRE a participant la piață este revocată în temeiul prevederilor de la Art. 41 lit. a) sau Art. 42, revocarea produce efecte pentru ziua următoare publicării versiunii actualizate a registrului PRE.

(2) Dacă motivul revocării este cel prevăzut la Art. 41 lit. b) sau c), revocarea produce efecte de la data de la care participantului la piață i se retrage/suspendă/îi expiră licența sau la care intră în faliment, dacă aceasta este ulterioară datei la care OTS a luat cunoștință de această situație, sau în caz contrar, la data luării la cunoștință; la aceeași dată, OTS publică versiunea actualizată a registrului PRE.

(3) În cazul retragerii PRE la cerere, înregistrarea ca PRE își va pierde valabilitatea după 9 zile lucrătoare de la solicitarea participantului la piață; în ziua următoare celei în care a primit solicitarea, OTS anunță pe pagina proprie de internet data începând cu care retragerea participantului la piață ca PRE produce efecte.

**Art. 46** (1) În situația revocării ca PRE a unui participant la piață, responsabilitatea echilibrării pentru producătorul exceptat prin lege de la obligația licențierii, pentru care respectiva PRE avea responsabilitatea echilibrării, va fi preluată de către PRE din care face parte participantul la piață care achiziționează energia electrică de la acesta, conform prevederilor Art. 11 sau de către orice altă PRE conform alin. (2).

(2) Participanților la piață care își transferaseră responsabilitatea echilibrării către PRE revocată, li se aplică prevederile Art. 56 și Art. 57, termenele aferente începând să curgă de la data notificării prevăzute la Art. 43 alin. (2).

## **Secțiunea 2.5. Transferul responsabilității echilibrării**

**Art. 47** (1) Atunci când un participant la piață înregistrat ca PRE intenționează să-și transfere responsabilitatea echilibrării către altă PRE, numită în această secțiune "PRE primitoare", participantul la piață trebuie să ceară, împreună cu PRE primitoare, aprobarea transferului de către OTS și să comunice data de la care se intenționează transferul.

(2) În această secțiune, PRE care dorește să-și transfere responsabilitatea echilibrării va fi denumită „PRE solicitantă”, iar în cazul în care la momentul solicitării, pentru PRE solicitantă o altă PRE își asuma responsabilitatea echilibrării, aceasta din urmă va fi denumită „PRE abandonată”.

(3) PRE solicitantă trebuie să informeze cu privire la această cerere pe toți participanții la piață cu care are schimburi contractuale de energie electrică, precum și pe OR la rețelele cărora sunt conectate locurile de producere/locurile de consum aflate în responsabilitatea sa, precizând identitatea PRE primitoare și data de la care dorește efectuarea transferului, precum și orice alte informații necesare.

**Art. 48** În termen de 2 zile lucrătoare de la data primirii de către OTS a solicitărilor de transfer al responsabilității echilibrării atât de la PRE solicitantă, cât și de la PRE primitoare, OTS:

- a) informează PRE abandonată, dacă există, că PRE solicitantă dorește să-și transfere responsabilitatea echilibrării către PRE primitoare;
- b) stabilește noile garanții financiare care trebuie asigurate de PRE primitoare și informează PRE primitoare asupra cuantumului noii garanții financiare;
- c) stabilește nivelul garanțiilor financiare care trebuie asigurate de PRE abandonată, dacă există, și o informează pe aceasta cu privire la modificările apărute.

**Art. 49** (1) OTS aprobă transferul responsabilității echilibrării în termen de maxim 2 zile lucrătoare, dacă se îndeplinesc următoarele condiții:

- a) la data la care se aplică transferul responsabilității echilibrării, PRE primitoare este înregistrată în registrul pentru PRE prevăzut la Art. 66 ca PRE cu convenția de asumare a responsabilității echilibrării nesuspendată;
- b) PRE primitoare prezintă garanțiile financiare necesare pentru a i se transfera responsabilitatea echilibrării pentru PRE solicitantă, comunicate de OTS;
- c) PRE abandonată, dacă există, confirmă primirea tuturor informațiilor referitoare la transfer;
- d) fiecare OR la rețelele cărora PRE solicitantă are racordate locuri de consum/locuri de producere pentru care își asumă responsabilitatea echilibrării verifică și comunică OTS respectarea condiției prevăzute la Art. 75;
- e) PRE solicitantă, PRE primitoare și dacă există, PRE abandonată, au furnizat către OR în zonele cărora PRE solicitantă are locuri de consum/locuri de producere, toate informațiile solicitate de aceștia, necesare alocării pe PRE și agregării valorilor măsurate referitoare la punctele de măsurare aferente fiecăreia.

(2) Modificarea componenței unei/unor PRE la solicitarea participanților la piață implicați este consemnată, la data aprobării solicitării, în registrul pentru PRE publicat de OTS.

(3) Modificarea modului de agregare a valorilor măsurate de consum/producție în cadrul unei/unor PRE se realizează după aprobarea de către OTS conform alin. (1), a solicitării de modificare a componenței respectivelor PRE și se aplică de către OR începând cu ziua următoare celei în care a fost publicată versiunea actualizată a registrului pentru PRE în care figurează aceste modificări.

(4) Toți OR colaborează și elaborează, în urma unui proces de consultare publică, o procedură unică privind modul de stabilire, verificare, confirmare de către părțile implicate și de implementare a modului de agregare a valorilor măsurate aferente unei PRE, pe care fiecare OR o publică apoi pe pagina proprie de internet.

**Art. 50** Dacă OTS nu aprobă transferul responsabilității echilibrării, acesta informează fără întârziere atât pe PRE solicitantă și pe PRE primitoare, cât și pe PRE abandonată și își motivează decizia. În situația în care refuzul este motivat de lipsa informațiilor sau de neconstituirea garanțiilor la nivelul necesar de către PRE primitoare, termenul de aprobare prevăzut în Art. 49 alin. (1) va fi extins cu până la 2 zile lucrătoare de la primirea de către OTS a informațiilor lipsă sau până la constituirea garanției financiare solicitate; termenul de aprobare prevăzut la Art. 49 nu poate fi extins la mai mult de 9 zile lucrătoare.

**Art. 51** Imediat ce OTS a aprobat transferul responsabilității echilibrării, acesta:

- a) informează PRE solicitantă și PRE primitoare, OPEE, precum și, dacă există, pe PRE abandonată;

b) informează pe toți OR implicați, pentru ca aceștia să-și actualizeze propriile registre de serviciu pe sistem cu informațiile rezultate din transferul responsabilității echilibrării, publicate pe pagina proprie de internet și

c) înscrie transferul responsabilității echilibrării în registrul pentru PRE și publică versiunea actualizată a acestuia pe pagina proprie de internet.

**Art. 52** Transferul responsabilității echilibrării produce efecte începând cu ziua calendaristică următoare celei în care OTS a publicat versiunea actualizată a registrului PRE prevăzută la Art. 51 lit. c).

**Art. 53** Condițiile și termenele prevăzute la Art. 47 – Art. 52 se aplică și în situația în care PRE solicitantă dorește să-și asume responsabilitatea echilibrării în nume propriu, caz în care PRE primitoare este aceeași cu PRE solicitantă, respectiv în situația în care PRE solicitantă este PRE în nume propriu și dorește să-și transfere responsabilitatea echilibrării către altă PRE, caz în care PRE abandonată este aceeași cu PRE solicitantă.

**Art. 54** În situația în care OTS nu a aprobat în perioada de 9 zile lucrătoare transferul responsabilității echilibrării pentru PRE solicitantă către PRE primitoare sau nu a aprobat asumarea responsabilității echilibrării de către PRE solicitantă în nume propriu, OTS revocă PRE solicitantă în ziua ulterioară expirării acestei perioade și solicită la ANRE activarea FUI, dacă este cazul, și ridicarea licenței PRE solicitante, cu toate motivările corespunzătoare.

**Art. 55** Până la data aprobării transferului, dar nu mai mult de 10 zile lucrătoare, responsabilitatea echilibrării pentru PRE solicitantă rămâne în sarcina PRE abandonată.

## **Secțiunea 2.6. Excluderea din PRE**

**Art. 56** (1) O PRE poate renunța unilateral la asumarea responsabilității echilibrării pentru un participant la piață înregistrat ca PRE pentru care își asumase anterior această responsabilitate, în următoarele condiții:

a) PRE îl anunță pe participantul la piață cu privire la decizia sa, cu cel puțin 10 zile lucrătoare înainte de data de la care intenționează să nu-și mai asume responsabilitatea echilibrării pentru acesta;

b) PRE anunță OTS la aceeași dată despre intenția sa, comunicând toate informațiile referitoare la consumul de la locurile de consum ale participantului la piață, achizițiile și vânzările contractuale ale acestuia în ultima lună, nivelul datoriilor participantului la piață față de PRE, dacă este cazul, precum și data de la care nu își mai asumă responsabilitatea echilibrării pentru acesta.

c) PRE anunță OR la care participantul la piață are puncte de măsurare corespunzătoare locurilor de consum/locurilor de producere aflate în responsabilitatea sa, pe ANRE, dacă participantul la piață are

clienți finali, precum și pe PRE cu care acesta avea schimburi comerciale notificate drept schimburi bloc.

(2) În perioada dintre data notificării și data anunțată a excluderii din PRE a participantului la piață, care nu poate fi mai mică de 10 zile lucrătoare, PRE continuă să fie responsabilă financiar pentru toate dezechilibrele acestuia.

**Art. 57** În situația în care, în maxim 9 zile lucrătoare de la data notificării referitoare la excludere, participantul la piață care face obiectul excluderii nu își transferă responsabilitatea echilibrării în calitate de PRE solicitantă către altă PRE, cu respectarea condițiilor prevăzute la Art. 47 – Art. 53, OTS îl revocă pe participantul la piață ca PRE, realizând în ziua ulterioară expirării acestei perioade, acțiunile prevăzute la Art. 44 alin. (2) lit. a)– d).

## **Secțiunea 2.7. Modificarea configurației PRE**

**Art. 58** Un participant la piață înregistrat ca PRE își poate modifica configurația în ceea ce privește locurile de producere/locurile de consum proprii sau ale consumatorilor pentru care își asumă responsabilitatea echilibrării, față de cea anterioară, în următoarele condiții:

a) furnizează informațiile corespunzătoare OTS, precum și OR la care sunt racordate noile locuri de producere și/sau de consum pentru care își asumă responsabilitatea echilibrării și/sau cele pentru care nu își mai asumă responsabilitatea echilibrării, cu minimum 2 zile lucrătoare înainte de ziua începând cu care dorește să i se ia în considerare noua configurație;

b) informațiile sunt confirmate de către PRE în configurația căreia se reflectă modificările respective, fiind verificată condiția prevăzută la Art. 75 alin. (1), sau în caz contrar, modificarea este motivată corespunzător la OR de către PRE care a solicitat-o, pe baza reglementărilor aplicabile.

**Art. 59** OR implicați aplică modul de agregare a valorilor măsurate corespunzător modificării efectuate, conform procedurii prevăzute la Art. 49 alin. (4), începând cu data solicitată.

**Art. 60** OTS elaborează, în urma unui proces de consultare publică, procedurile aplicabile pentru transferul responsabilității echilibrării, excluderea din PRE, modificarea configurației PRE și revocarea unei PRE. Acestea pot include acțiuni prealabile sau concomitente celor prevăzute în prezentul regulament, care să permită participanților conformarea în termenele precizate și diminuarea riscurilor asupra funcționării pieței.

**Art. 61** OTS publică procedurile elaborate conform prevederilor Art. 60 pe pagina proprie de internet.

## **Secțiunea 2.8. Convenția de asumare a responsabilității echilibrării**

**Art. 62** OTS încheie câte o convenție de asumare a responsabilității echilibrării cu fiecare dintre participanții la piață care au solicitat înregistrarea unei PRE pentru a putea activa pe piața de energie electrică și care îndeplinesc cerințele prevăzute în prezentul regulament.

**Art. 63** Existența unei convenții de asumare a responsabilității echilibrării valabil încheiată este o condiție pentru înregistrarea participantului la piață în calitate de PRE.

**Art. 64** Odată cu transferul integral al responsabilității echilibrării către altă PRE, se suspendă convenția de asumare a responsabilității echilibrării semnată de către participantul la piață înregistrat ca PRE, urmând ca suspendarea convenției să înceteze automat la data aprobată de către OTS pentru reluarea asumării responsabilității echilibrării în nume propriu, în conformitate cu prevederile prezentului regulament.

**Art. 65** Convențiile de asumare a responsabilității echilibrării se încheie conform convenției-cadru, care este elaborată în urma unui proces de consultare publică de către OTS și publicată de către OTS pe pagina proprie de internet.

## **Secțiunea 2.9. Registrul pentru PRE**

**Art. 66** OTS înființează și completează registrul pentru înregistrarea PRE-urilor.

**Art. 67** PRE care au fost înregistrate de OTS sunt înscrise în registrul pentru PRE. Registrul pentru PRE conține, pentru fiecare PRE, cel puțin următoarele informații:

- a) numele complet, codul EIC, adresa sediului și datele de contact ale participantului la piață care a înființat PRE;
- b) data și numărul de înregistrare a convenției de asumare a responsabilității echilibrării;
- c) codul de identificare al PRE;
- d) numele și datele de contact ale tuturor persoanelor împuternicite să acționeze în numele participantului la piață respectiv;
- e) datele de identificare ale PRE către care și-a transferat responsabilitatea echilibrării, dacă este cazul, și data transferului;
- f) datele de identificare ale PRE-urilor pentru care și-a asumat responsabilitatea echilibrării, dacă este cazul, și data fiecăruia din aceste transferuri;
- g) OR în zona cărora PRE are locuri de consum/locuri de producere pentru care își asumă responsabilitatea echilibrării și lista acestora.



**Art. 68** Fiecare PRE are dreptul să consulte registrul pentru PRE și să ceară corectarea oricărei inexactități care o privește.

**Art. 69** OTS pune la dispoziția ODPE și a tuturor OR informațiile conținute în registrul pentru PRE.

**Art. 70** (1) OTS informează imediat prin poșta electronică pe ODPE și OR asupra oricăror modificări efectuate în registrul pentru PRE.

(2) OTS păstrează istoricul modificărilor realizate în Registrul PRE timp de cel puțin 12 luni.

**Art. 71** OTS informează imediat toate PRE despre înscrierea în registru a unei PRE noi, sau despre transferul, excluderea sau radierea uneia existente, prin publicarea pe pagina proprie de internet a unui anunț și a listei cu toate PRE, inclusiv componența actualizată la zi a fiecărei PRE.

## **Secțiunea 2.10. Registrele de serviciu pe sistem**

**Art. 72** Fiecare OR înființează și completează un registru de serviciu pe sistem, integrat cu baza de date creată conform Regulamentului de furnizare și Regulilor de măsurare.

**Art. 73** În plus față de informațiile prevăzute de Regulamentul de furnizare și Regulile de măsurare, registrul de serviciu pe sistem al fiecărui OR conține cel puțin următoarele informații pentru fiecare loc de producere al unui producător de energie electrică racordat la rețelele sale:

- a) desemnarea unică a locului de producere/locului de consum și de producere;
- b) capacitatea instalată a locului de producere;
- c) codul de identificare a PRE care deține responsabilitatea echilibrării pentru acel loc de producere;

doar în cazul unui loc de consum și de producere, acestuia îi poate fi atașată o PRE pentru ID în care acesta are caracter de loc de producere și altă PRE pentru ID în care acesta are caracter de loc de consum.

**Art. 74** Fiecare utilizator de rețea are dreptul să consulte informațiile care îl privesc din registrul de serviciu pe sistem și obligația să solicite corectarea oricărei inexactități care îl privește.

**Art. 75** (1) OTS solicită informațiile necesare cuprinse în registrele de serviciu pe sistem ale OR și verifică împreună cu aceștia îndeplinirea condiției ca fiecare punct de măsurare să fie corespunzător unui loc de producere, unui loc de consum, unui loc de consum și de producere sau unui punct de schimb, iar pentru fiecare loc de consum, inclusiv pentru CPT al unei rețele, respectiv loc de producere, să existe o PRE și doar una, care și-a asumat responsabilitatea echilibrării pentru acesta.

(2) În cazul revocării unei PRE cu declanșarea procesului de preluare la FUI a unor consumatori, condiția de la alin. (1) se prezumă îndeplinită pentru locurile de consum în cauză, pe perioada dintre data începând cu care furnizorul actual nu mai îndeplinește condiția de asumare a responsabilității financiare pentru plata dezechilibrelor, rezultată din informarea transmisă ANRE de către OTS conform prevederilor Regulamentului de preluare și data notificării de preluare a locurilor respective de consum la FUI

transmisă de ANRE la OR, responsabilitatea echilibrării fiind atribuită la PRE înregistrată de FUI desemnat sau, dacă este cazul, la PRE către care aceasta și-a transferat responsabilitatea echilibrării.

### CAPITOLUL 3

#### Regulile Notificărilor Fizice

**Art. 76** Obiectivul regulilor pentru NF este crearea cadrului pentru furnizarea informațiilor despre capacitățile de producție disponibile pentru SEN, pregătirea programului de producție și consum și determinarea disponibilității STS, necesare pentru a permite OTS să asigure:

- a) integritatea SEN;
- b) siguranța și calitatea alimentării cu energie electrică;
- c) suficientă capacitate disponibilă pentru a asigura în orice moment cererea din SEN și o rezervă corespunzătoare;
- d) gestionarea restricțiilor de rețea;
- e) determinarea dezechilibrelor după ziua de livrare.

**Art. 77** Realizarea fizică a obligațiilor contractuale necesită transmiterea la ODPE, prin intermediul OTS, a notificărilor privind toate schimburile contractuale între PRE, acestea fiind considerate realizate conform valorilor notificate, în condițiile prevăzute în Regulamentul PD.

**Art. 78** Schimburile contractuale de energie electrică realizate de către o PRE cu altă PRE sunt cuprinse în NF sub denumirea de SB.

**Art. 79** Tranzacțiile definitive încheiate pe PE de un PPE sunt obligații contractuale care sunt tratate, în scopul determinării dezechilibrelor PRE, similar valorilor notificate ca SB ale celorlalte obligații contractuale ale PRE din care face parte PPE.

**Art. 80** Tranzacțiile definitive înlocuitoare sau utilizate pentru rezolvarea restricțiilor de rețea încheiate de OTS în afara PE cu compensație sunt obligații contractuale care sunt tratate, în scopul determinării dezechilibrelor PRE, similar obligațiilor contractuale pe PE ale participantului responsabil de UD/CD/ISD respective.

**Art. 81** Fiecare PRE are obligația să transmită la OTS notificările fizice ale PRE pentru fiecare ID din fiecare zi de livrare. OPEE transmite de asemenea la OTS câte o NF de același tip în calitate de PRE pentru tranzacțiile încheiate drept contraparte pe PZU și în calitate de PRE pentru tranzacțiile încheiate drept contraparte pe PI.

**Art. 82** NF a PRE conține pentru fiecare ID toate informațiile prevăzute în Regulamentul PD, precum și schimbul de energie electrică între PRE-PZU, PRE-PI și PRE Agent de transfer; exporturile și

importurile vor avea semnificația de schimburi contractuale între PRE care includ participanții la piață care le-au încheiat, inclusiv PRE Agent de transfer, pe de o parte, și PRE-SN, pe de altă parte.

**Art. 83** Notificările fizice pentru schimburile de energie electrică între PRE – PZU, PRE-PI și PRE Agent de transfer pot fi transmise numai de OPEE și trebuie să fie limitate la capacitatea disponibilă de interconexiune internațională care a fost alocată prin mecanismul de cuplare a PZU, respectiv a PI, pentru interconexiunea cu respectiva zonă de ofertare, în conformitate cu prevederile Regulamentului PZU și ale legislației naționale și europene direct aplicabile pentru PI.

**Art. 84** Procedurile pentru programarea schimburilor de energie electrică între SEN și alți operatori de transport și de sistem vor fi convenite între OTS și fiecare dintre acești operatori de transport și de sistem, conform prevederilor Codului RET, prin acorduri bilaterale, reguli comune sau armonizate la nivel UE de schimb de informații și de alocare a capacităților disponibile de interconexiune.

**Art. 85** Structura și modul de transmitere a declarațiilor de disponibilitate și a notificărilor fizice fac obiectul prevederilor Regulamentului PD.

**Art. 86** OTS transmite la ODPE notificările fizice aprobate pentru ziua de livrare, conform Art. 77, Art. 78 și Art. 82, în ziua imediat următoare zilei de livrare.

## CAPITOLUL 4

### Reguli de calcul al dezechilibrelor PRE

#### Secțiunea 4.1. Prevederi generale

**Art. 87** Obiectivul regulilor de calcul al dezechilibrelor este acela de a stabili modul de determinare a diferențelor dintre valorile măsurate ale producției plus cele notificate conform contractelor achizițiilor, inclusiv ale importurilor și valorile măsurate ale consumului plus cele notificate conform contractelor vânzărilor, inclusiv ale exporturilor, luând în considerare, în cazul PRE care și-au asumat responsabilitatea echilibrării pentru CPT al unei rețele, și schimburile fizice între rețele.

**Art. 88** Valorile notificate trebuie să corespundă angajamentelor contractuale pe care participanții la piață și le-au asumat înainte de ID și/sau ca urmare a încheierii tranzacțiilor definitive pe PE și/sau a celor în afara PE definitive cu compensație în scopul rezolvării restricțiilor de rețea și/sau a 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.

**Art. 89** Dezechilibrele se determină agregat la nivelul PRE, pentru a permite compensarea reciprocă între PRE membre, limitată la erorile de prognoză/evenimentele neașteptate, a abaterilor rezonabile dintre valorile măsurate și cele notificate, fără a afecta obligația ca participanții la piață să prognozeze

cât mai bine consumul și producția și să asigure acoperirea consumului/livrarea producției prin contractare.

**Art. 90** Determinarea dezechilibrelor necesită și luarea în considerare a schimburilor neplanificate cu părțile externe interconectate.

**Art. 91** Dezechilibrul unei PRE se determină pe baza poziției nete măsurate și a poziției nete contractuale ale respectivei PRE.

**Art. 92** (1) 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 care au în acest context semnificația unor schimburi contractuale cu PRE-SN, precum și în urma tranzacțiilor definitive ale PPE pe PE, respectiv a celor definitive cu compensație încheiate de OTS în afara PE pentru rezolvarea restricțiilor de rețea. Transferul de energie între furnizorul unui consumator și agregatorul care tranzacționează energie pe orice piață pe seama acestuia este notificat ca SB între PRE corespunzătoare acestora conform prevederilor Regulamentului PD și prezentului regulament și are la bază un contract care se încheie obligatoriu între aceștia, la prețul pentru energia electrică corespunzător ID respectiv prevăzut în contractul de furnizare, care nu conține contravaloarea tarifelor de rețea și de sistem, a contribuțiilor/bonusurilor de orice tip, a certificatelor verzi și a oricăror taxe și accize aplicate de furnizor.

(2) În cazul în care un consumator pe baza consumului căruia un agregator, aflat în altă PRE decât cea a furnizorului său, tranzacționează frecvent pe piețe anterioare PE, iar din această cauză consumul de referință nu poate fi determinat conform metodologiei cu acest obiect, atunci furnizorul încheie cu consumatorul un contract cu cantități fixe, stabilite prin acord, care sunt utilizate drept consum de referință.

(3) Determinarea poziției nete măsurate a fiecărei PRE se face pe baza tuturor livrărilor măsurate de energie electrică, din sau către SEN, sau între diferite părți ale SEN în conformitate cu valorile măsurate aprobate în punctele de măsurare corespunzătoare.

**Art. 93** Calculele prevăzute în cadrul regulilor de calcul al dezechilibrelor pentru decontare sunt efectuate de ODPE.

#### **Secțiunea 4.2. Poziția netă contractuală a unei PRE**

**Art. 94** Următoarele schimburi de energie electrică sunt definite ca schimburi contractuale:

a) SB cu alte PRE, cuprinse în NF aprobate;

- b) Importurile aferente contractelor, conform graficelor de schimb notificate la OTS și cuprinse în NF ale PRE, importurile rezultate din mecanismul de cuplare a PZU și a PI notificate de PRE Agent de transfer și importurile aferente returnării, de către OTS vecini, a ajutoarelor de avarie/schimburilor neplanificate acordate în perioade anterioare, notificate de PRE-SN doar la nivelul vânzărilor pe PZU sau pe PI a energiei corespunzătoare;
- c) Exporturile aferente contractelor, conform graficelor de schimb notificate la OTS și cuprinse în NF ale PRE, exporturile rezultate din mecanismul de cuplare a PZU și a PI notificate de PRE Agent de transfer și exporturile aferente returnării, de către OTS, a ajutoarelor de avarie/schimburilor neplanificate primite de la OTS vecini în perioade anterioare sau ajutoarelor de avarie acordate, cunoscute în avans, notificate de PRE-SN doar la nivelul achiziției de pe PZU sau de pe PI a energiei corespunzătoare;
- d) Cantitățile de energie electrică efectiv livrată la creștere de putere de către un PPE, corespunzătoare tranzacțiilor definitive pe PE, determinate conform prevederilor Regulamentului PE;
- e) Cantitățile de energie electrică efectiv livrate la creștere de putere de către o UD/un CD/ o ISD a/al unui participant la piață, corespunzătoare tranzacțiilor definitive corespunzătoare celor angajate de OTS pentru rezolvarea restricțiilor de rețea în afara PE, cu compensație, determinate conform prevederilor Regulamentului PE;
- f) Cantitățile de energie electrică efectiv livrată la reducere de putere de către un PPE, corespunzătoare tranzacțiilor definitive pe PE, determinate conform prevederilor Regulamentului PE;
- g) Cantitățile de energie electrică efectiv livrate la reducere de putere de către o UD/ un CD/ o ISD a/al unui participant la piață, corespunzătoare tranzacțiilor definitive corespunzătoare celor angajate de OTS pentru rezolvarea restricțiilor de rețea în afara PE, cu compensație, determinate conform prevederilor Regulamentului PE.

**Art. 95** OTS elaborează, în urma unui proces de consultare publică, o procedură pentru diferențierea costurilor sau veniturilor rezultate din schimburile neplanificate de energie electrică cu OTS vecini ținând seama de două criterii principale:

a) costurile sau veniturile cu schimburile neplanificate generate (induse) în urma dezechilibrelor participanților la piață -  $C_{SN}^p / V_{SN}^p$

b) costurile sau veniturile cu schimburile neplanificate datorate rolului de operator de rețea

și o publică pe pagina de internet proprie.

**Art. 96** Pentru fiecare PRE, ODPE determină, separat pentru fiecare ID:

a) poziția netă contractuală  $PN_{contr}$  a unei PRE, alta decât PRE-SN, cu formula:

$$PN_{contr} = \left( \sum SB_{livr} - \sum SB_{prim} \right) + \left( \sum EX - \sum IM \right) + \left( \sum E_{ech}^{cres} - \sum E_{ech}^{red} \right) + \left( \sum E_{compens}^{cres} - \sum E_{compens}^{red} \right)$$

b) poziția netă contractuală  $PN_{contr}$  a PRE-SN, cu formula:

$$PN_{contr} = \left( \sum EX - \sum IM \right) + (E_{PZU/PI}^a - E_{PZU/PI}^v)$$

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, conform prevederilor Regulamentului PD;
- $SB_{prim}$  reprezintă schimburile bloc pe care PRE le-a notificat ca achiziții de la o altă PRE, conform prevederilor Regulamentului PD;
- $E_{ech}^{cres}/E_{ech}^{red}$  reprezintă cantitățile de energie de echilibrare efectiv livrate la creștere/la reducere de putere pe PE de către PPE pentru care PRE și-a asumat responsabilitatea echilibrării, conform tranzacțiilor definitive pe PE ale acestora;
- $E_{compens}^{cres}/E_{compens}^{red}$  reprezintă cantitățile de energie electrică efectiv livrate la creștere/la reducere de putere în afara PE cu compensație pentru rezolvarea de către OTS a restricțiilor de rețea, de către participantul la piață pentru care PRE și-a asumat responsabilitatea echilibrării;
- $E_{PZU/PI}^a/E_{PZU/PI}^v$  reprezintă energia electrică achiziționată/vândută de OTS pe PZU și/sau PI pentru asigurarea/livrarea energiei electrice aferente returnării ajutoarelor de avarie/schimburilor neplanificate acordate/primate în perioade anterioare sau livrării/primirii ajutoarelor de avarie;
- $EX$  reprezintă exporturile cuprinse în notificările fizice ale PRE, altele decât cele aferente programelor de compensare/returnare/acordare a ajutoarelor de avarie/schimburilor neplanificate; PRE-SN cuprinde în notificarea fizică toate exporturile notificate ale tuturor celorlalte PRE-uri din zona națională de ofertare, precum și pe cele rezultate din tranzitele notificate, iar începând cu implementarea procesului de compensare a dezechilibrelor, exportul prin acest proces, rezultat prin integrarea tuturor valorilor de corecție cu semn pozitiv determinate de platforma informatică regională pentru compensarea dezechilibrelor;
- $IM$  reprezintă importurile cuprinse în notificările fizice ale PRE, altele decât cele aferente programelor de compensare/returnare/primire a ajutoarelor de avarie/schimburilor neplanificate; PRE-SN cuprinde în notificarea fizică toate importurile notificate ale tuturor celorlalte PRE-uri din zona națională de ofertare, precum și pe cele rezultate din tranzitele notificate, iar începând cu implementarea procesului de compensare a dezechilibrelor, importul prin acest proces, rezultat prin integrarea tuturor valorilor de

corecție cu semn negativ determinate de platforma informatică regională pentru compensarea dezechilibrelor.

**Art. 97** Pentru calculul poziției nete contractuale notificate, energia totală vândută sau achiziționată într-un ID este considerată ca fiind livrată la putere constantă pe parcursul întregului ID.

**Art. 98** Cantitățile contractate sunt exprimate în MWh, cu 3 zecimale.

#### **Secțiunea 4.3. Poziția netă măsurată a unei PRE**

**Art. 99** Livrările măsurate sunt definite ca fiind livrările de energie electrică ce au fost măsurate într-un punct de măsurare între SEN și un producător sau consumator, după cum este cazul, într-un punct de schimb între o rețea electrică a unui OR și rețeaua electrică a unui alt OR sau între SEN și rețeaua unui OR/un consumator/un producător din alt stat.

**Art. 100** Următoarele schimburi de energie electrică sunt definite ca livrări măsurate:

- a) Producția netă, reprezentând energia electrică ce este livrată în rețelele electrice de transport/distribuție ale SEN la un loc de producere;
- b) Consumul net, reprezentând energia electrică pe care un consumator o preia din rețelele electrice de transport/distribuție ale SEN la un loc de consum;
- c) Schimburile dintre rețelele electrice aparținând de doi OR diferiți, utilizate pentru determinarea CPT al rețelelor electrice de transport/distribuție;
- d) Exporturile realizate din SEN către alte țări;
- e) Importurile realizate din alte țări către SEN.

**Art. 101** Poziția netă măsurată a unei PRE, alta decât PRE-SN sau PRE a unui OR sau PRE care și-a asumat responsabilitatea echilibrării pentru un OR, este determinată după cum urmează:

- a) Producția netă agregată la locurile de producere ale producătorilor pentru care respectiva PRE și-a asumat responsabilitatea echilibrării, minus
- b) Consumul net agregat la locurile de consum ale consumatorilor pentru care respectiva PRE și-a asumat responsabilitatea echilibrării; în situația în care consumul la un loc de consum este asigurat de mai mulți furnizori, incluși în PRE diferite, pentru PRE care nu și-a asumat responsabilitatea echilibrării se consideră valoarea zero pentru consumul măsurat.

**Art. 102** Consumul net se determină pe baza livrărilor măsurate, considerate distinct în conformitate cu prevederile de la Art. 100 lit. b) pentru fiecare PRE din care face parte participantul la piață.

**Art. 103** La determinarea poziției nete măsurate a PRE-SN, din toate exporturile măsurate pe toate liniile de interconexiune ale SEN cu alte sisteme se scad toate importurile măsurate pe toate liniile de interconexiune ale SEN cu alte sisteme.

**Art. 104** Poziția netă măsurată se determină separat pentru fiecare PRE și pentru fiecare ID pe baza valorilor măsurate aprobate.

**Art. 105** Pentru calculul pozițiilor nete măsurate, energia totală livrată sau primită într-un ID este considerată ca fiind livrată la o putere constantă pe parcursul întregului ID.

**Art. 106** Livrările măsurate aferente fiecărui ID sunt exprimate în MWh, cu 3 zecimale.

**Art. 107** Poziția netă măsurată a unei PRE înregistrată de un operator de rețea pentru administrarea diferențelor dintre cantitatea de energie electrică achiziționată pentru acoperirea CPT al rețelei electrice și CPT realizat se va considera drept consum net, și anume la nivelul CPT al rețelei electrice din zona de licență a OR, determinat ca fiind diferența dintre cantitatea totală de energie electrică intrată în rețeaua din zona de licență în punctele de măsurare și cantitatea totală de energie electrică livrată din rețeaua din zona de licență în punctele de măsurare, pe baza valorilor măsurate aprobate corespunzătoare următoarelor cantități de energie electrică:

i. energia electrică primită fizic de la alți operatori de rețea, aceasta incluzând, dacă este cazul, și importurile, plus

ii. producția netă a tuturor unităților de producție care sunt conectate la rețeaua electrică a OR respectiv, minus

iii. energia electrică livrată fizic către alți OR, aceasta incluzând, dacă este cazul, și exporturile, minus

iv. consumul net al tuturor consumatorilor care sunt conectați la rețeaua electrică a OR respectiv.

**Art. 108** În situația în care nu toate punctele de măsurare dintr-o zonă de licență sunt dotate cu echipamente de contorizare cu rezoluție la nivel de ID, pentru determinarea CPT în rețelele electrice în zona de licență corespunzătoare și repartizarea acestuia în fiecare ID, precum și pentru determinarea consumului net al consumatorilor care nu sunt dotați cu echipamente de contorizare cu rezoluție la nivel de ID, OR în cauză, în calitate de OM, utilizează:

a) procedura pentru determinarea CPT în rețelele electrice de distribuție, elaborată și aprobată de ANRE,

b) profilurile specifice de consum ale fiecărei categorii de consumatori, determinate pe baza unei proceduri elaborate de OR și aprobate de ANRE și

c) procedura pentru determinarea și utilizarea profilului rezidual de consum, elaborată și aprobată de ANRE.

**Art. 109** CPT al rețelei electrice, precum și consumurile nete ale consumatorilor care nu sunt dotați cu echipamente de contorizare cu rezoluție la nivel de ID, determinate conform prevederilor Art. 107 respectiv prevederilor Art. 108, sunt considerate valori măsurate aprobate.



**Art. 110** Poziția netă măsurată a unei PRE care a preluat responsabilitatea echilibrării pentru administrarea CPT al unui OR se determină conform Art. 101, în care consumul include și consumul net aferent CPT al rețelei, determinat conform Art. 107 sau Art. 108, după caz.

#### **Secțiunea 4.4. Determinarea dezechilibrului unei PRE și stabilirea caracterului dezechilibrului unei PRE**

**Art. 111** Dezechilibrul unei părți responsabile cu echilibrarea este dezechilibrul respectivei PRE în fiecare ID și reprezintă soldul dezechilibrelor individuale ale participanților la piață înregistrați ca PRE și ale participanților pentru care respectiva PRE și-a asumat responsabilitatea echilibrării.

**Art. 112** Dezechilibrul PRE se determină separat pentru fiecare PRE și pentru fiecare ID, astfel:

- a) dezechilibrul PRE, alta decât PRE-SN, ca diferență între poziția netă măsurată a PRE și poziția netă contractuală a PRE și
- b) dezechilibrul PRE-SN, ca diferență între poziția netă contractuală și poziția netă măsurată a PRE-SN.

**Art. 113** În funcție de direcția dezechilibrului sistemului într-un anumit ID, ODPE va stabili caracterul dezechilibrului unei PRE, în maximum 3 zile lucrătoare de la primirea valorilor măsurate/agregate ale producției și consumului de energie electrică aferente fiecărei PRE astfel cum este stabilit la art. 8 paragraful (4) din cadrul metodologiei de armonizare a principalelor caracteristici ale decontării dezechilibrelor aprobată de Agenția Uniunii Europene pentru Cooperarea Autorităților de Reglementare din Domeniul Energiei prin decizia nr. 18/2020.

#### **Secțiunea 4.5. Determinarea dezechilibrului sistemului și a direcției dezechilibrului sistemului**

**Art. 114** Dezechilibrul sistemului reprezintă dezechilibrul total din SEN pentru fiecare ID.

**Art. 115** Dezechilibrul sistemului pe fiecare ID se determină de către ODPE, în maximum 3 zile lucrătoare de la primirea valorilor măsurate/agregate ale producției și consumului de energie electrică aferente fiecărei PRE, astfel:

- a) cantitatea agregată corespunzătoare reducerii de putere care a fost efectiv livrată în acest ID, atât pe PE, cât și în afara PE cu compensație, la care se adaugă  $k\Delta f$ , dacă are sensul de reducere de putere
- b) minus cantitatea agregată corespunzătoare creșterii de putere care a fost efectiv livrată în acest ID, atât pe PE, cât și în afara PE cu compensație, la care se adaugă  $k\Delta f$ , dacă are sensul de creștere de putere
- c) minus valoarea schimburilor neplanificate cu toate părțile externe interconectate, unde  $k\Delta f$  reprezintă estimarea reglajului primar activat în ID.

**Art. 116** (1) Valoarea schimburilor neplanificate cu părțile externe interconectate generate (induse) în urma dezechilibrelor participanților la piață se determină, ținând cont și de prevederile Art. 95, cu următoarea formulă:

$$SN = (EXP_{notif} - IMP_{notif}) - (EXP_{realiz} - IMP_{realiz})$$

(2) Exporturile notificate cuprind toate exporturile corespunzătoare graficelor de schimb ale PRE, incluzând returnările programate ale ajutoarelor primite de OTS de la părțile externe interconectate în perioade anterioare și/sau exporturile efectuate de acesta conform legislației europene și naționale în vigoare, inclusiv exportul rezultat din procesul de compensare a dezechilibrelor, după implementarea acestuia.

(3) Importurile notificate cuprind toate importurile corespunzătoare graficelor de schimb ale PRE, incluzând returnările programate ca grafice de schimb ale ajutoarelor care au fost acordate de OTS către părțile externe interconectate în perioade anterioare și/sau importurile efectuate de acesta conform legislației europene și naționale în vigoare, inclusiv importul rezultat din procesul de compensare a dezechilibrelor, după implementarea acestuia.

(4) Exporturile realizate și importurile realizate se determină pe baza valorilor măsurate.

**Art. 117** Pentru calculul dezechilibrului sistemului, energia totală livrată pentru creștere de putere sau primită pentru reducere de putere într-un ID este considerată a fi livrată la o putere constantă pe parcursul întregului ID.

**Art. 118** Pentru fiecare ID, după încheierea respectivului ID, OTS va stabili operativ valoarea și direcția dezechilibrului SEN după cum urmează:

a) dacă energia de echilibrare totală angajată pentru creștere de putere, atât pe PE cât și în afara PE cu compensație, este mai mare decât energia de echilibrare totală angajată pentru reducere de putere, atât pe PE cât și în afara PE cu compensație, atunci sistemul se află în deficit;

b) dacă energia de echilibrare totală angajată pentru creștere de putere, atât pe PE cât și în afara PE cu compensație, este mai mică decât energia de echilibrare totală angajată pentru reducere de putere, atât pe PE cât și în afara PE cu compensație, atunci sistemul se află în excedent;

c) dacă energia de echilibrare totală angajată pentru creștere de putere, atât pe PE cât și în afara PE cu compensație este egală cu energia de echilibrare totală angajată pentru reducere de putere, atât pe PE cât și în afara PE cu compensație atunci sistemul se află în echilibru.

**Art. 119** OTS publică cel târziu la 30 de minute după încheierea ID, valoarea estimată și semnul dezechilibrului sistemului așa cum rezultă din aplicarea formulei de la Art. 115 cu considerarea energiei angajate la creștere, respectiv la scădere, pe pagina proprie de internet. Obligația de publicare poate fi îndeplinită prin indicarea explicită pe pagina proprie de internet a unei legături la o pagină de internet unde aceste informații sunt publicate.

#### **Secțiunea 4.6. Determinarea costurilor pentru echilibrarea sistemului**

**Art. 120** ODPE determină costurile efective pentru echilibrarea sistemului și pentru managementul restricțiilor de rețea în fiecare lună calendaristică, după transmiterea de către OTS a notei lunare de regularizare pe PE conform prevederilor Regulamentului PE.

**Art. 121** Costurile efective pentru echilibrarea sistemului se determină prin scăderea, din valoarea soldului dintre costurile și veniturile corespunzătoare:

- a) tranzacțiilor definitive care au fost încheiate pe PE și respectiv în afara PE, cu compensație
- b) mecanismului de compensare a dezechilibrelor
- c) schimburilor neplanificate generate (induse) în urma dezechilibrelor participanților la piață ținând cont de prevederile Art. 95,

a costurilor corespunzătoare managementului restricțiilor de rețea.

**Art. 122** Costurile pentru managementul restricțiilor de rețea sunt egale cu:

- a) costurile corespunzătoare tranzacțiilor definitive care au fost încheiate pe PE sau în afara PE cu compensație drept consecință a anulării unei tranzacții anterioare în ordinea de merit, marcată ca fiind anulată pentru rezolvarea unei restricții de rețea sau, după caz, care au fost încheiate pe PE sau în afara PE cu compensație și au fost marcate ca fiind utilizate pentru managementul restricțiilor de rețea; minus
- b) costurile evitate pe PE ca urmare a unei restricții de rețea.

**Art. 123** (1) Pentru situațiile în care într-un ID există tranzacții angajate marcate ca anulate din cauza unor restricții de rețea, termenii relației prevăzute la Art. 122 se determină astfel:

- a) costurile evitate prevăzute la Art. 122 lit. b) reprezintă contravaloarea tranzacțiilor angajate anulate pentru rezolvarea unei restricții de rețea, considerate la prețul marginal corespunzător tipului de reglaj și sensului pentru care fuseseră selectate;
- b) tranzacțiile definitive încheiate pe PE sau în afara PE cu compensație drept consecință a anulării unei tranzacții din cauza unei restricții de rețea prevăzute la Art. 122 lit. a) reprezintă tranzacțiile definitive suplimentare, marcate ca înlocuitoare, evidențiate în urma refacerii procesului de stabilire a tranzacțiilor angajate pe fiecare tip de reglaj în ipoteza în care OTS nu ar fi anulat perechea/perechile preț-cantitate marcată/marcate ca fiind anulată/anulate pentru rezolvarea restricțiilor de rețea și/sau cele definitive stabilite în afara PE cu compensație pentru înlocuirea energiei electrice pierdute prin anulare, conform prevederilor Regulamentului PE;

(2) Pentru situațiile în care într-un ID există tranzacții definitive marcate ca utilizate pentru managementul restricțiilor de rețea sau tranzacții cu compensație utilizate pentru rezolvarea restricțiilor de rețea în afara PE, costurile evitate prevăzute la Art. 122 lit. b) reprezintă contravaloarea ofertelor care

ar fi determinat tranzacții angajate marcate ca virtuale, suplimentare celor înregistrate în sistemul PE și care sunt evidențiate în urma refacerii procesului de stabilire a tranzacțiilor angajate pe fiecare tip de reglaj în ipoteza în care OTS nu ar fi selectat perechea/perechile preț-cantitate marcată/marcate ca fiind utilizată/utilizate pentru rezolvarea restricțiilor de rețea sau nu ar fi stabilit tranzacții cu compensație în afara PE utilizate pentru rezolvarea restricțiilor de rețea, conform prevederilor Regulamentului PE.

**Art. 124** ODPE determină surplusul de costuri rezultat din managementul restricțiilor de rețea, separat pentru fiecare ID din luna de livrare, cu formulele:

$$a) \quad SC_{Con,i} = \sum(q_{i,jDef,Inloc}^{Cres} * p_{i,jDef,Inloc}^{Cres}) - \sum(q_{i,kAngaj,Anul}^{Cres} * p_{i,kAngaj,Anul}^{Cres}),$$

care se aplică în situațiile în care oferte selectate la creștere au fost anulate deoarece ar fi creat o restricție de rețea,

unde:

-  $SC_{Con,i}$  reprezintă surplusul de costuri rezultat din managementul restricțiilor de rețea în ID*i*;

-  $q_{i,jDef,Inloc}^{Cres}$ , reprezintă cantitatea corespunzătoare fiecărei tranzacții definitive *j* pentru furnizarea creșterii de putere în ID*i*, identificată sub denumirea de tranzacție înlocuitoare a tranzacțiilor anulate angajate la creștere în ID*i* sau cantitatea corespunzătoare fiecărei tranzacții definitive *j* pentru furnizarea creșterii de putere în ID*i*, identificată drept tranzacție înlocuitoare cu compensație, conform prevederilor Regulamentului PE;

-  $p_{i,jDef,Inloc}^{Cres}$ , reprezintă prețul perechii preț-cantitate din ofertă corespunzătoare tranzacției definitive *j* pentru furnizarea creșterii de putere în ID*i*, identificată sub denumirea de tranzacție înlocuitoare a tranzacțiilor anulate angajate la creștere în ID*i* sau compensația unitară corespunzătoare fiecărei tranzacții definitive *j* pentru furnizarea creșterii de putere în ID*i*, identificată drept tranzacție înlocuitoare cu compensație, conform prevederilor Regulamentului PE;

-  $q_{i,kAngaj,Anul}^{Cres}$ , respectiv  $p_{i,kAngaj,Anul}^{Cres}$ , reprezintă cantitatea, respectiv prețul marginal, corespunzătoare tranzacțiilor angajate *k* pentru furnizarea creșterii de putere în ID *i*, marcate ca anulate datorită unei restricții de rețea în conformitate cu prevederile Regulamentului PE;

și/sau

$$b) \quad SC_{Con,i} = \sum(q_{i,lDef,Con}^{Cres} * p_{i,lDef,Con}^{Cres}) - \sum(q_{i,mVirt}^{Cres} * p_{i,mVirt}^{Cres}),$$

care se aplică în situațiile în care oferte selectate la creștere au fost marcate ca utilizate pentru managementul restricțiilor de rețea și/sau în care OTS a stabilit în afara PE tranzacții la creștere cu compensație utilizate pentru rezolvarea restricțiilor de rețea,

unde:

-  $q_{i,lDef,Con}^{Cres}$ , respectiv  $p_{i,lDef,Con}^{Cres}$  reprezintă cantitatea, respectiv prețul, corespunzătoare tranzacțiilor definitive  $l$  pentru furnizarea creșterii de putere în  $IDi$  marcate ca utilizate pentru managementul unei restricții de rețea sau cantitatea, respectiv compensația unitară corespunzătoare fiecărei tranzacții definitive  $j$  pentru furnizarea creșterii de putere în  $IDi$ , identificată drept tranzacție marcată ca utilizată în afara PE pentru rezolvarea unei restricții de rețea cu compensație în conformitate cu prevederile Regulamentului PE;

-  $q_{i,mVirt}^{Cres}$  reprezintă cantitatea corespunzătoare tranzacțiilor identificate drept virtuale  $m$  pentru furnizarea creșterii de putere în ID  $i$ , care ar fi fost încheiate suplimentar celor înregistrate în sistemul PE, evidențiate în conformitate cu prevederile Regulamentului PE;

-  $p_{i,mVirt}^{Cres}$  reprezintă prețul marginal rezultat în urma refacerii procesului de stabilire a tranzacțiilor angajate pe fiecare tip de reglaj în ipoteza în care OTS nu ar fi selectat perechea/perechile preț-cantitate marcată/marcate ca fiind utilizate pentru rezolvarea restricțiilor de rețea, utilizat ca preț marginal pentru tranzacțiile angajate și/sau nu ar fi stabilit în afara PE tranzacții cu compensație utilizate pentru rezolvarea restricțiilor de rețea.

Toate cantitățile sunt considerate ca valori pozitive, exprimate în MWh, cu 3 zecimale.

**Art. 125** ODPE determină deficitul de venituri rezultate din managementul restricțiilor de rețea, separat pentru fiecare  $IDi$  din luna de livrare, cu formulele:

$$a) \quad DV_{Con,i} = \sum(q_{i,jDef,Inloc}^{Red} * p_{i,jDef,Inloc}^{Red}) - \sum(q_{i,kAngaj,Anul}^{Red} * p_{i,kAngaj,Anul}^{Red})$$

care se aplică în cazul în care oferte selectate la reducere au fost anulate deoarece ar fi creat o restricție de rețea,

unde:

-  $DV_{Con,i}$  reprezintă deficitul de venituri rezultate din managementul restricțiilor de rețea în  $IDi$ ;

-  $q_{i,jDef,Inloc}^{Red}$ , reprezintă cantitatea corespunzătoare tranzacțiilor definitive  $j$  pentru furnizarea reducerii de putere în  $IDi$ , identificată sub denumirea de tranzacție înlocuitoare a tranzacțiilor anulate angajate la reducere în  $IDi$  sau cantitatea corespunzătoare tranzacțiilor definitive  $j$  identificate drept înlocuitoare cu compensație pentru furnizarea reducerii de putere în  $IDi$ , conform prevederilor Regulamentului PE.

-  $p_{i,jDef,Inloc}^{Red}$  reprezintă prețul perechii preț-cantitate din ofertă corespunzătoare tranzacției definitive  $j$  pentru furnizarea reducerii de putere în  $IDi$ , identificată sub denumirea de tranzacție înlocuitoare a tranzacțiilor anulate angajate la reducere în  $IDi$  sau compensația unitară, considerată cu semnul minus, corespunzătoare tranzacțiilor definitive identificate drept înlocuitoare cu compensație pentru furnizarea reducerii de putere în  $IDi$ , conform prevederilor Regulamentului PE;

-  $q_{i,kAngaj,Anul}^{Red}$ , respectiv  $p_{i,kAngaj,Anul}^{Red}$  reprezintă cantitatea, respectiv prețul marginal, corespunzătoare tranzacțiilor angajate  $k$  pentru furnizarea reducerii de putere în ID $i$ , marcate ca anulate datorită unei restricții de rețea în conformitate cu prevederile Regulamentului PE;

și/sau

$$b) \quad DV_{Con,i} = \sum(q_{i,lDef,Con}^{Red} * p_{i,lDef,Con}^{Red}) - \sum(q_{i,mVirt}^{Red} * p_{i,mVirt}^{Red})$$

care se aplică în situațiile în care oferte selectate la reducere au fost marcate ca utilizate pentru managementul restricțiilor de rețea și/sau în care OTS a stabilit în afara PE tranzacții la reducere cu compensație utilizate pentru rezolvarea restricțiilor de rețea,

unde:

-  $q_{i,lDef,Con}^{Red}$ , respectiv  $p_{i,lDef,Con}^{Red}$  reprezintă cantitatea, respectiv prețul, corespunzătoare tranzacțiilor definitive  $l$  pentru furnizarea reducerii de putere în ID $i$ , marcate ca utilizate pentru managementul unei restricții de rețea și/sau cantitatea, respectiv compensația unitară, considerată cu semnul minus, corespunzătoare fiecărei tranzacții definitive  $j$  pentru furnizarea reducerii de putere în ID $i$ , identificată drept tranzacție cu compensație utilizată pentru rezolvarea restricțiilor de rețea în conformitate cu prevederile Regulamentului PE;

-  $q_{i,mVirt}^{Red}$  reprezintă cantitatea corespunzătoare tranzacțiilor identificate drept virtuale  $m$  pentru furnizarea reducerii de putere în ID $i$ , care ar fi fost încheiate suplimentar celor înregistrate în sistemul PE, rezultate în conformitate cu prevederile Regulamentului PE;

-  $p_{i,mVirt}^{Red}$  reprezintă prețul marginal rezultat în urma refacerii procesului de stabilire a tranzacțiilor angajate pe fiecare tip de reglaj în ipoteza în care OTS nu ar fi selectat perechea/perechile preț-cantitate marcată/marcate ca fiind utilizate pentru rezolvarea restricțiilor de rețea, utilizat ca preț marginal pentru tranzacțiile angajate și/sau nu ar fi stabilit în afara PE tranzacții cu compensație utilizate pentru rezolvarea restricțiilor de rețea.

Toate cantitățile vor fi considerate ca valori pozitive, exprimate în MWh, cu 3 zecimale.

**Art. 126** Nu mai târziu de data limită la care OTS transmite valorile măsurate aferente pozițiilor nete măsurate ale PRE la ODPE conform Regulilor de măsurare, OTS transmite la ODPE separat pentru fiecare ID, detaliile tuturor tranzacțiilor virtuale prevăzute la Art. 124 și Art. 125, determinate conform Regulamentului PE, pe cele ale tranzacțiilor anulate pentru rezolvarea unor restricții de rețea, pe cele ale tranzacțiilor definitive înlocuitoare ale acestora, respectiv pe cele ale tranzacțiilor definitive înlocuitoare cu compensație, precum și pe cele ale tranzacțiilor definitive cu compensație utilizate pentru rezolvarea restricțiilor de rețea, separat pentru fiecare ID.

**Art. 127** După determinarea surplusului de costuri și a deficitului de venituri rezultate din managementul restricțiilor de rețea, ODPE determină costurile pentru managementul restricțiilor de rețea, separat pentru fiecare IDi din luna de livrare, după cum urmează:

$$C_{Con,i} = SC_{Con,i} - DV_{Con,i}$$

unde:

- $C_{Con,i}$  reprezintă costurile pentru managementul restricțiilor de rețea în IDi;
- $SC_{Con,i}$  reprezintă surplusul de costuri, iar  $DV_{Con,i}$  reprezintă deficitul de venituri rezultate din managementul restricțiilor de rețea în IDi, așa cum au fost determinate conform Art. 124 și Art. 125.

În cazul în care valoarea  $C_{Con,i}$  este nulă sau negativă, costurile pentru managementul restricțiilor de rețea aferente IDi se consideră zero.

**Art. 128 (1)** ODPE determină costurile pentru echilibrarea sistemului, separat pentru fiecare IDi din luna de livrare, după cum urmează:

$$C_{EchSist,i} = \sum(q_{i,j}^{Cres} * p_{i,j}^{Cres}) + C_{MCD,i}^{imp} + C_{SN,i}^p - SC_{Con,i}$$

unde:

- $C_{EchSist,i}$  reprezintă costurile pentru echilibrarea sistemului în IDi, utilizate sub această denumire și în cazurile în care au valoare negativă;
- $q_{i,j}^{Cres}$  reprezintă cantitatea de energie efectiv livrată corespunzătoare tranzacției definitive  $j$  pentru furnizarea creșterii de putere în IDi, inclusiv, dacă este cazul, cantitatea de energie efectiv livrată corespunzătoare tranzacțiilor definitive la creștere încheiate în afara PE cu compensație pentru rezolvarea restricțiilor de rețea, evidențiate drept utilizate sau înlocuitoare;  $q_{i,j}^{Cres}$  va fi considerată ca valoare pozitivă exprimată în MWh, cu 3 zecimale;
- $p_{i,j}^{Cres}$  reprezintă prețul aferent tranzacției definitive  $j$  pentru furnizarea creșterii de putere în IDi, inclusiv, dacă este cazul, compensația unitară corespunzătoare tranzacțiilor definitive la creștere încheiate în afara PE cu compensație pentru rezolvarea restricțiilor de rețea, evidențiate drept utilizate sau înlocuitoare;
- $C_{MCD,i}^{imp}$  reprezintă costurile rezultate conform regulilor mecanismului de compensare a dezechilibrelor, după implementarea acestuia, în ID  $i$ ;
- $C_{SN,i}^p$  reprezintă costurile cu schimburile neplanificate generate (induse) în urma dezechilibrelor participanților la piață, în ID  $i$ .

(2) În cazul în care furnizarea creșterii de putere s-a făcut de către un PPE revocat de către OTS pentru neplata obligațiilor, costurile aferente drepturilor de încasare ale acestuia pe PE în ID respectiv nu se iau în considerare la determinarea costurilor pentru echilibrarea sistemului.

**Art. 129** ODPE determină veniturile rezultate din echilibrarea sistemului, separat pentru fiecare ID $i$  din luna de livrare, după cum urmează:

$$V_{EchSist,i} = \sum(q_{i,x}^{Red} * p_{i,x}^{Red}) + V_{MCD,i}^{exp} + V_{SN,i}^p - DV_{Con,i}$$

unde:

- $V_{EchSist,i}$  reprezintă veniturile rezultate din echilibrarea sistemului în ID $i$ , utilizate sub această denumire și în cazurile în care au valoare negativă;
- $q_{i,x}^{Red}$  reprezintă cantitatea de energie efectiv livrată corespunzătoare tranzacției definitive  $x$  pentru furnizarea reducerii de putere în ID $i$ , inclusiv, dacă este cazul, cantitatea de energie efectiv livrată corespunzătoare tranzacțiilor definitive la reducere încheiate în afara PE cu compensație pentru rezolvarea restricțiilor de rețea, evidențiate drept utilizate sau înlocuitoare;
- $p_{i,x}^{Red}$  reprezintă prețul aferent tranzacției definitive  $x$  pentru furnizarea reducerii de putere în ID $i$ , inclusiv, dacă este cazul, compensația unitară, considerată cu semnul minus, corespunzătoare tranzacțiilor definitive la reducere încheiate în afara PE cu compensație pentru rezolvarea restricțiilor de rețea, evidențiate drept utilizate sau înlocuitoare;
- $V_{MCD,i}^{exp}$  reprezintă veniturile rezultate conform regulilor procesului de compensare a dezechilibrelor, după implementarea acestuia, în ID $i$ ;
- $V_{SN,i}^p$  reprezintă veniturile cu schimburile neplanificate generate (induse) în urma dezechilibrelor participanților la piață, în ID  $i$ .

**Art. 130** După determinarea costurilor și a veniturilor rezultate din echilibrarea sistemului, ODPE determină costurile efective pentru echilibrarea sistemului, separat pentru fiecare ID $i$  din luna de livrare, după cum urmează:

$$CE_{EchSist,i} = \sum(q_{i,j}^{Cres} * p_{i,j}^{Cres}) - \sum(q_{i,x}^{Red} * p_{i,x}^{Red}) + C_{MCD,i}^{imp} - V_{MCD,i}^{exp} + C_{SN,i}^p - V_{SN,i}^p - C_{Con,i}$$

unde:

- $CE_{EchSist,i}$  reprezintă costurile efective pentru echilibrarea sistemului în ID $i$ ;
- $C_{Con,i}$  reprezintă costurile pentru managementul restricțiilor de rețea pentru ID $i$  determinate conform Art. 127.



**Art. 131** După determinarea costurilor/veniturilor rezultate din echilibrarea sistemului și a costurilor pentru managementul restricțiilor de rețea, ODPE emite o notă lunară de regularizare, cuprinzând următoarele informații:

- a) costurile pentru echilibrarea sistemului, determinate conform prevederilor Art. 128, separat pentru fiecare ID din luna de livrare;
- b) veniturile rezultate din echilibrarea sistemului, determinate conform prevederilor Art. 129, separat pentru fiecare ID din luna de livrare;
- c) costurile pentru managementul restricțiilor de rețea în fiecare ID din luna de livrare, determinate conform prevederilor Art. 127;
- d) costurile pentru managementul restricțiilor de rețea în luna de livrare, determinate prin însumarea costurilor pentru managementul restricțiilor de rețea determinate conform prevederilor Art. 127 în toate ID din luna de livrare;
- e) costurile efective pentru echilibrarea sistemului în luna de livrare, rezultate prin însumarea costurilor efective pentru echilibrarea sistemului determinate pentru fiecare ID conform prevederilor Art. 130.

**Art. 132** (1) ODPE publică pe pagina proprie de internet în platforma informatică dedicată, nota lunară de regularizare determinată conform prevederilor Art. 131 pe baza valorilor măsurate, nu mai târziu de 3 zile lucrătoare de la primirea valorilor măsurate/agregate ale producției și consumului de energie electrică aferente fiecărei PRE stabilite conform Regulilor de măsurare și transmite electronic către OTS o atenționare privind publicarea.

(2) Platforma informatică dedicată consemnează și reține data la care orice notă elaborată de ODPE conform prevederilor prezentului regulament a fost pusă la dispoziția părților implicate.

#### **Secțiunea 4.7. Determinarea operativă a prețului estimat unic de dezechilibru**

**Art. 133** OTS determină operativ prețul estimat unic de dezechilibru pentru toate dezechilibrele PRE în fiecare ID, cu formula:

$$p_{dez}^{estimat} = \frac{\sum(q_{i,j}^{Cres} * p_{i,j}^{Cres}) - \sum(q_{i,x}^{Red} * p_{i,x}^{Red}) - C_{Con,i}^{approx}}{\sum q_{i,j}^{Cres} - \sum q_{i,x}^{Red}}$$

unde:

- $q_{i,j}^{Cres}$ ,  $p_{i,j}^{Cres}$  reprezintă cantitatea, respectiv prețul energiei angajate, corespunzătoare tranzacției angajate  $j$  pentru furnizarea creșterii de putere în ID  $i$ ;
- $q_{i,x}^{Red}$ ,  $p_{i,x}^{Cres}$  reprezintă cantitatea, respectiv prețul energiei angajate, corespunzătoare tranzacției angajate  $x$  pentru furnizarea reducerii de putere în ID  $i$ ;

participanților la piață, în ID  $i$ ;

-  $C_{Con,i}^{approx}$  reprezintă cea mai bună aproximație a costurilor pentru managementul restricțiilor de rețea pentru ID  $i$ .

**Art. 134** OTS publică pe pagina proprie de internet cel târziu la 30 de minute după încheierea fiecărui ID, valoarea prețului estimat unic de dezechilibru estimată pe baza cantităților de energie de echilibrare din tranzacțiile angajate pe PE pentru ID respectiv și a celei mai bune aproximații pentru costurile corespunzătoare managementului restricțiilor de rețea din ID respectiv. Obligația de publicare poate fi îndeplinită prin indicarea explicită pe pagina proprie de internet a unei legături la o pagină de internet unde aceste informații sunt publicate.

#### **Secțiunea 4.8. Determinarea prețului unic de dezechilibr**

**Art. 135** În luna următoare lunii de livrare, în vederea decontării, ODPE calculează prețul unic de dezechilibru, considerând valorile măsurate/agregate, stabilite conform prevederilor cuprinse în Regulile de măsurare.

**Art. 136** ODPE determină prețul inițial unic de dezechilibru pentru toate dezechilibrele PRE în fiecare ID, după cum urmează:

- a) Dacă într-un ID a fost livrată numai energie de echilibrare pentru creștere de putere, atunci prețul inițial unic de dezechilibru pentru toate dezechilibrele PRE din ID respectiv va fi egal cu media ponderată a prețurilor marginale pentru fiecare tip de energie de echilibrare livrată pentru creștere de putere și a cantităților de energie corespunzătoare.
- b) Dacă într-un ID a fost livrată numai energie de echilibrare pentru reducere de putere, atunci prețul inițial unic de dezechilibru pentru toate dezechilibrele PRE din ID respectiv va fi egal cu media ponderată a prețurilor marginale pentru fiecare tip de energie de echilibrare livrată pentru reducere de putere și a cantităților de energie corespunzătoare.
- c) Dacă într-un ID a fost livrată energie de echilibrare și pentru creștere de putere și pentru reducere de putere, prețul inițial unic de dezechilibru pentru toate dezechilibrele PRE se va stabili în funcție de direcția dezechilibrului SEN astfel:
  - i. În cazul în care sistemul a fost în deficit, prețul inițial unic de dezechilibru pentru toate dezechilibrele PRE va fi egal cu media ponderată a prețurilor marginale ale fiecărui tip de energie de echilibrare livrată pentru creștere de putere și a cantităților corespunzătoare;
  - ii. În cazul în care sistemul a fost în excedent, prețul inițial unic de dezechilibru pentru toate dezechilibrele PRE va fi egal cu media ponderată a prețurilor marginale ale fiecărui tip de energie de echilibrare livrată pentru reducere de putere și a cantităților corespunzătoare.

d) În cazul în care într-un ID nu a fost livrată energie de echilibrare nici pentru creștere de putere, nici pentru reducere de putere, prețul inițial unic de dezechilibru pentru toate dezechilibrele PRE va fi egal cu media aritmetică dintre cel mai mic preț al ofertelor din ordinea de merit pentru creștere de putere și cel mai mare preț, în modul, al ofertelor din ordinea de merit pentru reducere de putere corespunzătoare ID respectiv.

**Art. 137** Pentru fiecare ID al lunii de livrare și pentru fiecare PRE, ODPE determină dezechilibrul respectivei PRE conform prevederilor Art. 112.

**Art. 138** Pentru fiecare ID al lunii de livrare și pentru fiecare PRE, ODPE determină valoarea obligațiilor de plată / a drepturilor de încasat inițiale corespunzătoare dezechilibrelor înregistrate de fiecare PRE în fiecare ID, cu formula:

$$DI \text{ sau } OP = DezPRE_i \times P_{dez,i}^{in}$$

unde:

- *DI sau OP* reprezintă valoarea drepturilor de încasat sau a obligațiilor de plată;
- *DezPRE<sub>i</sub>* reprezintă dezechilibrul unei PRE calculat pentru fiecare PRE în fiecare ID<sub>i</sub> al lunii de livrare conform prevederilor Art. 112;
- *P<sub>dez,i</sub><sup>in</sup>* reprezintă prețul inițial unic de dezechilibru calculat conform prevederilor Art. 136.

**Art. 139** La calcularea valorii obligațiilor de plată / a drepturilor de încasat se va ține cont de prevederile art. 55, par. 1 din Regulamentul EB (tabelul 2), după cum urmează:

- a) Dacă prețul inițial unic de dezechilibru este pozitiv și dezechilibrul unei PRE este pozitiv (indicând un excedent al respectivei PRE) atunci respectiva PRE primește prețul inițial unic de dezechilibru.
- b) Dacă prețul inițial unic de dezechilibru este pozitiv și dezechilibrul unei PRE este negativ (indicând un deficit al respectivei PRE) atunci respectiva PRE plătește prețul inițial unic de dezechilibru.
- c) Dacă prețul inițial unic de dezechilibru este negativ și dezechilibrul unei PRE este pozitiv (indicând un excedent al respectivei PRE) atunci respectiva PRE plătește prețul inițial unic de dezechilibru.
- d) Dacă prețul inițial unic de dezechilibru este negativ și dezechilibrul unei PRE este negativ (indicând un deficit al respectivei PRE) atunci respectiva PRE primește prețul inițial unic de dezechilibru.

**Art. 140** Pentru fiecare ID din luna de livrare ODPE determină componenta de neutralitate financiară a OTS cu formula:

$$C_{neutr,i}^{fin} = \frac{CE_{EchSist,i} + \sum DI_i - \sum OP_i - P_i}{\sum DezPRE_i}$$

unde:

- $CE_{EchSist,i}$  reprezintă costurile efective pentru echilibrarea sistemului în  $ID_i$ , calculate conform prevederilor Art. 130;
- $\sum DI_i$  reprezintă suma drepturilor de încasat inițiale ale tuturor PRE calculate în  $ID_i$ , mai puțin PRE-SN;
- $\sum OP_i$  reprezintă suma obligațiilor de plată inițiale ale tuturor PRE calculate în  $ID_i$ , mai puțin PRE-SN;
- $P_i$  – reprezintă suma penalităților, determinate pe baza prețurilor inițiale unice de dezechilibru pentru livrarea parțială a energiei de echilibrare a tuturor PPE care au realizat o cantitate de energie de echilibrare efectiv livrată mai mică decât cantitatea care trebuia să fie livrată în  $ID_i$ ;
- $\sum DezPRE_i$  reprezintă suma algebrică a dezechilibrelor PRE cu semn schimbat în fiecare  $ID_i$  al lunii de livrare, mai puțin dezechilibrele PRE-SN.

**Art. 141** (1) Pentru fiecare ID al lunii de livrare anterioare, ODPE stabilește prețul final unic de dezechilibru cu formula:

$$P_{dez,i}^{fin} = P_{dez,i}^{in} + C_{neutr,i}^{fin}$$

unde:

- $P_{dez,i}^{in}$  reprezintă prețul inițial unic de dezechilibru în  $ID_i$ , determinat conform prevederilor Art. 136;
- $C_{neutr,i}^{fin}$  reprezintă componenta de neutralitate financiară a OTS, determinată conform procesului descris la Art. 140.

(2) Pentru cazul prevăzut la Art. 136 lit. c), dacă într-un ID sistemul se află în deficit atunci se va respecta condiția prevăzută la art. 55 paragraful (4) din Regulamentul EB pentru prețul final unic de dezechilibru.

(3) Pentru cazul prevăzut la Art. 136 lit. c), dacă într-un ID sistemul se află în excedent atunci se va respecta condiția prevăzută la art. 55 paragraful (5) din Regulamentul EB pentru prețul final unic de dezechilibru.

**Art. 142** (1) În situația în care prețul final unic de dezechilibru calculat conform prevederilor Art. 141, nu respectă condițiile prevăzute la art. 55 paragrafele (4)-(6) din Regulamentul EB costurile OTS rezultate în urma aplicării prevederilor art. 55 paragrafele (4)-(6) din Regulamentul EB și care nu se pot recupera prin mecanismul de decontare pe piața de echilibrare vor fi recuperate prin intermediul tarifului de sistem în conformitate cu prevederile art. 44 paragraful (2) din Regulamentul EB.

(2) ODPE transmite la ANRE, până la sfârșitul fiecărei luni în care se fac calculele de decontare, valoarea costurilor care vor fi recuperate prin intermediul tarifului de sistem în conformitate cu prevederile art. 44 paragraful (2) din Regulamentul EB.

#### **Secțiunea 4.9. Reguli pentru decontarea dezechilibrelor PRE**

**Art. 143** Regulile pentru decontarea dezechilibrelor PRE asigură un cadru pentru decontarea dezechilibrelor PRE și stabilirea obligațiilor de plată și a drepturilor de încasare rezultate conform prevederilor prezentului regulament, între o PRE și OTS.

**Art. 144** Pentru a facilita un proces de decontare ordonat, transparent și nediscriminatoriu, prezentele reguli pentru decontare creează în plus cadrul pentru:

- a) stabilirea unui program de determinare, de punere la dispoziția părților și de confirmare/contestare a informațiilor necesare în vederea facturării și decontării dezechilibrelor PRE;
- b) efectuarea calculelor pentru stabilirea drepturilor de încasare și a obligațiilor de plată aferente dezechilibrelor PRE;
- d) punerea la dispoziția părților a informațiilor privind obligațiile acestora de plată, respectiv drepturile acestora de încasare;
- e) facturarea și efectuarea plăților;
- f) stabilirea și utilizarea garanțiilor;
- g) măsuri în cazuri de neîndeplinire a obligațiilor.

**Art. 145** ODPE și OTS elaborează procedurile pentru realizarea funcțiilor specifice decontării aflate în responsabilitatea fiecăruia conform prezentelor reguli pentru decontare în urma unui proces de consultare publică și le publică pe paginile de internet proprii.

**Art. 146** ODPE stabilește, în urma unui proces de consultare publică, formatul standard pentru toate notele de informare pentru decontarea lunară a dezechilibrelor și pentru notele lunare de regularizare și le publică pe pagina de internet proprie.

**Art. 147** ODPE este responsabil pentru calculul de decontare și emiterea notelor de informare pentru decontarea lunară pentru PRE.

**Art. 148** OTS și PRE achită în termenele prevăzute în prezentul regulament obligațiile de plată reciproc prevăzute în notele de informare pentru decontarea lunară, în baza facturilor corespunzătoare acestora.

**Art. 149** OTS urmărește separat fiecare categorie de obligații de plată/drepturi de încasare în relația OTS cu PRE, prin înființarea fișei pentru decontarea dezechilibrelor PRE, întocmită pentru fiecare PRE.

**Art. 150** Fiecare PRE este titularul fișei de decontare corespunzătoare, întocmită de OTS conform prevederilor Art. 149.

**Art. 151** OTS stabilește fișa de decontare prevăzută la Art. 149 pentru titularul de fișă corespunzător, după înregistrarea acestuia ca PRE, dar nu mai târziu de data la care înregistrarea devine efectivă.

**Art. 152** Obligațiile de plată și drepturile de încasare înregistrate de OTS într-o fișă de decontare pentru PRE se bazează pe relația contractuală dintre OTS, pe de o parte, și titularul de fișă, pe de altă parte,

formalizată prin semnarea Convenției de asumare a responsabilității echilibrării, ale cărei prevederi reflectă prevederile legii și ale prezentului regulament.

**Art. 153** Fiecare participant la piață care este înregistrat în calitate de PRE deschide un cont la o bancă comercială, denumită în continuare bancă de decontare.

**Art. 154** (1) În scopul îndeplinirii obligațiilor sale conform prezentelor reguli pentru decontare, OTS deschide un cont de echilibrare la o bancă comercială de pe teritoriul României, utilizat pentru plățile aferente dezechilibrelor și pentru plățile corespunzătoare redistribuirii costurilor sau veniturilor suplimentare provenite din echilibrarea sistemului;

(2) Contul de echilibrare prevăzut la alin. (1) este același cu cel deschis de OTS conform Regulamentului PE drept cont bancar pentru echilibrare pentru încasările și plățile aferente tranzacțiilor încheiate pe PE;

(3) OTS alimentează lunar contul de echilibrare prevăzut la alin. (1) cu suma corespunzătoare costurilor pentru managementul restricțiilor de rețea, conform notei lunare de regularizare prevăzute la Art. 131, lit. d).

**Art. 155** Titularii de cont trebuie să asigure solvabilitatea conturilor bancare proprii la datele scadente ale facturilor, prevăzute în prezentele reguli pentru decontare.

**Art. 156** Conturile bancare sunt deschise în moneda națională a României.

#### *Secțiunea 4.9.1. Garanții de plată a obligațiilor PRE*

**Art. 157** OTS are dreptul să solicite participanților la piață depunerea unei garanții înainte ca respectivul participant la piață să fie înregistrat ca PRE; în cazul în care o PRE este înregistrată de către un participant la piață care este înregistrat ca PPE în conformitate cu Regulamentul PE, iar această PRE nu a preluat responsabilitatea echilibrării altor participanți la piață, OTS poate accepta o garanție comună pentru obligațiile de plată ale participantului la piață atât în calitate de PRE, cât și de PPE.

**Art. 158** (1) Garanția furnizată de un participant la piață înregistrat ca PRE poate limita dimensiunea maximă a acelei PRE, determinată conform prevederilor Art. 160 și/sau volumul corespunzător al schimburilor bloc, exporturilor și importurilor.

(2) Modul de aplicare a prevederilor alin. (1) trebuie prevăzut în detaliu de către OTS în procedura precizată la Art. 159 și are drept scop corelarea la nivelul garanției depuse, a sumei dintre vânzările nete, consumul și exportul respectivei PRE pe perioada de risc, evaluate în baza informațiilor privind cantitățile de energie electrică tranzacționate conform contractelor de vânzare-cumpărare încheiate și cu considerarea prețului mediu unic de dezechilibru pe ultimele 3 luni.

(3) Limitarea prevăzută la alin. (2) este solicitată în cazul constatării unor potențiale dezechilibre semnificative și/sau înregistrării de întârzieri la plată urmate de utilizarea garanțiilor, fără ca acestea să fie reconstituite ulterior la nivelul necesar.

**Art. 159** (1) OTS elaborează, în urma unui proces de consultare publică, procedura pentru determinarea necesarului și a tipurilor de garanții solicitate, pentru realizarea și verificarea constituirii garanțiilor și suplimentării acestora, dacă este cazul, precum și de utilizare a disponibilului rămas din garanția depusă de către PRE.

(2) Nivelul garanției solicitate ține seama de probabilitatea ca diferența între obligațiile de plată și drepturile de încasare ale PRE la nivel lunar către OTS să fie pozitivă și este adaptat în concordanță cu eventualele întârzieri la plată înregistrate în perioade anterioare.

(3) OTS publică pe pagina proprie de internet procedura prevăzută la alin. (1).

#### *Secțiunea 4.9.2. Dimensiunea PRE*

**Art. 160** Fiecare OR trebuie să transmită lunar la OTS informații privind dimensiunea fiecărei PRE din zona de licență proprie.

**Art. 161** Nu mai târziu de a 5-a zi lucrătoare a fiecărei luni calendaristice, fiecare OR transmite OTS și fiecărei PRE, următoarele informații din zona de licență proprie:

- a) valoarea agregată a producției anuale estimate pentru unitățile de producție, pentru care respectiva PRE și-a asumat responsabilitatea echilibrării;
- b) valoarea agregată a consumului anual estimat pentru consumatorii de energie electrică, pentru care respectiva PRE și-a asumat responsabilitatea echilibrării.

**Art. 162** Producțiile și consumurile anuale estimate pentru următoarele 12 luni, transmise conform prevederilor Art. 161, pot avea la bază următoarele informații, fără a se limita la acestea:

- a) cantitățile anuale estimate pentru CPT, utilizate de respectivul OR pentru determinarea tarifelor de rețea;
- b) producția sau consumul anual, după cum este cazul, înregistrate în ultimele 12 luni pentru respectivul loc de producere/loc de consum; sau
- c) în cazul unui loc de producere/loc de consum pentru care nu sunt disponibile date, o estimare cât mai realistă a cantităților anuale, așa cum au fost convenite de furnizorul locului de consum și/sau de OR cu respectivul utilizator de rețea electrică și/sau PRE.

**Art. 163** În situația în care datele transmise de un OR conform prevederilor Art. 161 sunt incorecte, respectiva PRE le poate contesta la OR într-un interval de 5 zile lucrătoare de la data la care au fost

transmise. Dacă o PRE nu a transmis nicio contestație în acest interval, atunci datele transmise conform prevederilor Art. 161 se consideră ca fiind confirmate de respectiva PRE.

**Art. 164** Un OR verifică orice contestație primită în legătură cu datele transmise conform prevederilor Art. 161 în termen de 5 zile lucrătoare după primirea contestației și trebuie să comunice rezultatul respectivei PRE. Dacă datele au fost incorecte, OR transmite datele corectate către OTS și respectiva PRE.

**Art. 165** OTS și orice OR pot conveni să limiteze schimbul lunar de informații dintre ei, necesar conform prezentei secțiuni, numai la datele care s-au modificat față de luna anterioară.

**Art. 166** În fiecare lună calendaristică, după transmiterea de către OR a informațiilor prevăzute la Art. 161, OTS determină dimensiunea totală a fiecărei PRE prin agregarea informațiilor și le comunică PRE.

#### *Secțiunea 4.9.3. Decontarea dezechilibrelor PRE*

**Art. 167** ODPE efectuează calculele pentru decontarea dezechilibrelor PRE în fiecare lună calendaristică, după primirea valorilor măsurate/agregate ale producției și consumului de energie electrică în conformitate cu prevederile Regulilor de măsurare.

**Art. 168** (1) Odată cu efectuarea calculelor prevăzute la Art. 167, ODPE verifică corectitudinea decontării prin verificarea închiderii bilanțului energiei electrice corespunzătoare tranzacțiilor definitive pe PE cu dezechilibrele PRE; în situația în care ODPE constată o neînchidere a bilanțului mai mare decât o valoare limită, publică pe pagina proprie de internet existența acesteia și solicită tuturor părților implicate verificarea datelor astfel încât eroarea să fie eliminată în cadrul procesului de decontare ce utilizează valorile măsurate aprobate. Valoarea limită va fi stabilită printr-o procedură elaborată de ODPE și supusă consultării publice.

(2) În cazul în care valorile măsurate aprobate, stabilite conform prevederilor cuprinse în Regulile de măsurare, diferă de valorile măsurate, determinate conform prevederilor aceluiași reguli, procesul de determinare și punere la dispoziție a notelor lunare de informare pentru decontarea lunară a dezechilibrelor și de verificare/contestare a obligațiilor de plată/drepturilor de încasare aferente dezechilibrelor PRE se reia pe baza valorilor măsurate aprobate, cu respectarea aceluiași termene care curg de la data definitivării valorilor măsurate aprobate.

(3) Diferențele dintre obligațiile de plată/drepturile de încasare care rezultă din aplicarea prevederilor prezentelor reguli de decontare la valorile măsurate aprobate, față de aplicarea acestora la valorile măsurate, se evidențiază în facturi de regularizare sub formă de sume de plată/de încasat.



**Art. 169** Pentru fiecare ID al lunii de livrare și pentru fiecare PRE, mai puțin PRE-SN, ODPE determină valoarea obligațiilor de plată finale / a drepturilor de încasat finale corespunzătoare dezechilibrelor înregistrate de fiecare PRE în fiecare ID, cu formula:

$$DI_i^{fin} \text{ sau } OP_i^{fin} = DezPRE_i \times P_{dez,i}^{fin}$$

unde:

- $DI_i$  sau  $OP_i$  reprezintă valoarea drepturilor de încasat finale sau a obligațiilor de plată finale rezultate pentru fiecare PRE și pentru fiecare ID $_i$  din luna de livrare;
- $DezPRE_i$  reprezintă dezechilibrul unei PRE calculat pentru fiecare PRE în fiecare ID $_i$  al lunii de livrare conform prevederilor Art. 112;
- $P_{dez,i}^{fin}$  reprezintă prețul final unic de dezechilibru calculat conform prevederilor Art. 141 pentru fiecare ID $_i$  al lunii de livrare.

**Art. 170** Pentru calcularea valorii obligațiilor de plată finale / a drepturilor de încasat finale prevăzute la Art. 139 se va ține cont de prevederile art. 55 paragraful (1) din Regulamentul EB (tabelul 2).

**Art. 171** Separat, pentru fiecare zi calendaristică din luna de livrare și pentru fiecare PRE, mai puțin PRE-SN, ODPE determină valoarea sumelor drepturilor zilnice de încasat sau a obligațiilor zilnice de plată corespunzătoare dezechilibrelor înregistrate de fiecare PRE, cu formulele:

$$DZI_d = \sum_i^n DI_i^{fin}, \quad \text{respectiv} \quad OZP_d = \sum_j^{IDZ-n} OP_j^{fin}$$

unde:

- $DZI_d$  reprezintă valoarea drepturilor zilnice de încasare finale pentru dezechilibrele unei PRE constatate într-un număr de  $n$  ID-uri;
- $DI_i^{fin}$  reprezintă drepturile de încasat finale ale fiecărei PRE în cele  $n$  ID-uri ale zilei  $d$  determinate conform prevederilor Art. 169 și Art. 170;
- $OZP_d$  reprezintă valoarea obligațiilor zilnice de plată pentru dezechilibrele unei PRE constatate într-un număr de  $(IDZ-n)$  ID-uri, unde  $IDZ$  este numărul total de ID-uri din ziua de livrare  $d$ ;
- $OP_j^{fin}$  reprezintă obligațiile de plată ale fiecărei PRE în cele  $(IDZ-n)$  ID-uri din ziua  $d$  determinate conform prevederilor Art. 169 și Art. 170.

**Art. 172** ODPE determină, pentru fiecare PRE, mai puțin PRE-SN, valoarea drepturilor lunare de încasare/obligațiilor lunare de plată pentru dezechilibrele respectivei PRE, prin însumarea algebrică a valorilor zilnice ale drepturilor de încasare/obligațiilor de plată stabilite conform prevederilor Art. 171 și întocmește pentru fiecare PRE o notă de informare pentru decontarea lunară a dezechilibrelor, care conține următoarele informații:

- a) dezechilibrul pozitiv sau negativ al respectivei PRE, pentru fiecare ID din luna de livrare rezultat conform prevederilor Art. 112;
- b) prețul final unic de dezechilibru rezultat pentru fiecare ID din luna de livrare conform prevederilor Art. 141;
- c) obligațiile de plată finale sau drepturile de încasare finale ale respectivei PRE, pentru fiecare ID din luna de livrare determinate conform prevederilor Art. 169 și Art. 170;
- d) valoarea drepturilor zilnice de încasare și valoarea obligațiilor zilnice de plată determinate conform prevederilor Art. 171;
- e) valoarea drepturilor lunare de încasare și valoarea obligațiilor lunare de plată calculate ca sumă a drepturilor zilnice de încasare, respectiv a obligațiilor zilnice de plată, determinate conform prevederilor Art. 171.

**Art. 173** ODPE pune la dispoziția PRE corespunzătoare și a OTS notele de informare pentru decontarea lunară a dezechilibrelor stabilite conform prevederilor Art. 172 pe baza valorilor măsurate, prin postarea lor pe platforma informatică dedicată, în maximum 3 zile lucrătoare de la primirea valorilor măsurate/agregate ale producției și consumului de energie electrică aferente fiecărei PRE, stabilite conform Regulilor de măsurare.

**Art. 174** O notă de informare pentru decontarea lunară a dezechilibrelor emisă în luna calendaristică  $n$  conține informațiile înscrise în fișa pentru decontare aparținând respectivei PRE, pentru luna calendaristică  $n - 1$ .

**Art. 175** Facturile sunt emise de OTS, respectiv PRE, în prima zi lucrătoare care urmează postării pe platforma informatică a notelor de informare pentru decontarea lunară a dezechilibrelor, în baza acestora, și trebuie achitate într-un interval de 5 zile lucrătoare de la data emiterii. Plățile se consideră efectuate la data la care valorile corespunzătoare au fost debitate sau creditate în contul bancar de echilibrare deschis de OTS.

#### *Secțiunea 4.9.4. Efectuarea plăților, utilizarea garanțiilor și penalități de întârziere*

**Art. 176** OTS elaborează, în urma unui proces de consultare publică, procedurile pentru efectuarea plăților conform prezentelor reguli pentru decontare și le publică pe pagina proprie de internet.

**Art. 177** Procedurile elaborate conform prevederilor Art. 176 vor include modalități de confirmare a plăților și mențiuni privind utilizarea garanțiilor în cazul plăților întârziate.

**Art. 178** Fiecare parte care primește o factură trebuie să o plătească până la data scadentă, indiferent dacă există sau nu o dispută în legătură cu sumele corespunzătoare.

**Art. 179** Orice participant la piață înregistrat ca PRE, precum și OTS, plătește o penalizare celeilalte părți în oricare din următoarele cazuri:

- a) dacă participantul la piață nu a achitat sumele datorate până la data limită de plată;
- b) dacă participantul la piață trebuie să efectueze o plată corespunzătoare soluționării unei dispute din care au rezultat plăți întârziate;
- c) dacă participantul la piață trebuie să efectueze o plată corespunzătoare soluționării unei dispute pentru care sumele care fac obiectul disputei au fost achitate la timp de cealaltă parte, dar au fost contestate în mod justificat de aceasta.

**Art. 180** În cazurile prevăzute la Art. 179 lit.a) și lit.b), penalizarea reprezintă o sumă suplimentară față de suma datorată care trebuie plătită și cuprinde dobânda acumulată pentru orice sume datorate și neplătite, începând cu ziua următoare datei limită la care plățile ar fi trebuit efectuate, și sfârșind cu ziua precedentă celei în care sumele restante au fost efectiv achitate.

**Art. 181** În cazul prevăzut la Art. 179 lit. c), penalizarea reprezintă o sumă suplimentară față de suma care trebuie returnată deoarece a fost plătită de cealaltă parte, dar justificat contestată de aceasta, și cuprinde dobânda corespunzătoare acestei sume, începând cu ziua imediat următoare datei la care plățile au fost efectuate de cealaltă parte și sfârșind cu ziua precedentă celei în care suma contestată, inclusiv dobânda aferentă, este efectiv returnată.

**Art. 182** Rata dobânzii care se aplică în toate cazurile prevăzute de Art. 179, pentru fiecare zi de întârziere începând cu prima zi după termenul limită de plată, este egală cu nivelul penalității de întârziere percepute pentru neplata la termen a obligațiilor către bugetul de stat, cu condiția ca valoarea totală a penalităților să nu depășească valoarea sumei datorate.

#### *Secțiunea 4.9.5. Contestații la notele de regularizare și/sau la notele de informare pentru decontarea lunară*

**Art. 183** Fiecare titular de fișă înregistrat ca PRE este îndreptățit să solicite oricând la OTS informații în legătură cu situația oricăreia dintre fișele pentru decontare proprii înființate de OTS. După primirea unei astfel de solicitări, OTS transmite titularului de fișă informațiile solicitate în maximum 3 zile lucrătoare, informații care pot include soldul rezultat din fișa/fișele respective pentru ultimele 3 luni precum și orice sume debitate sau creditate într-o fișă, împreună cu datele și motivele acestor operațiuni.

**Art. 184** OTS poate de asemenea să își îndeplinească obligațiile prevăzute la Art. 183 prin adoptarea măsurilor de ordin tehnic necesare pentru ca fiecare titular de fișă să poată avea acces direct la toate informațiile relevante în legătură cu oricare dintre fișele proprii.

**Art. 185** Dacă o notă de informare pentru decontare sau o notă de regularizare pusă la dispoziție de ODPE conform prezentelor reguli pentru decontare, este incorectă, oricare dintre părțile implicate o poate contesta la ODPE și poate pune în discuție orice element sau calcul cuprins în respectiva notă.

**Art. 186** Orice contestație va fi transmisă de partea interesată printr-o notificare scrisă. Notificarea trebuie să precizeze în mod clar perioada de timp vizată, cum ar fi ziua de livrare, ID, data emiterii respectivei note, elementul contestat, motivul contestării, valoarea contestată și va fi însoțită de orice probă disponibilă care poate să vină în susținerea contestației.

**Art. 187** (1) Orice parte implicată poate contesta o notă de informare pentru decontare sau o notă de regularizare emisă conform prezentului regulament într-un termen de maximum 5 zile lucrătoare de la data la care nota contestată a fost postată de ODPE pe platforma informatică dedicată.

(2) Dacă o parte interesată a făcut o contestație la nota elaborată în baza valorilor măsurate, care nu s-a modificat în ceea ce o privește după stabilirea valorilor măsurate aprobate, aceasta nu poate depune o nouă contestație având același obiect.

**Art. 188** Dacă o parte implicată nu a transmis nicio contestație în legătură cu o notă de informare pentru decontare sau o notă de regularizare emisă conform prezentului regulament în termenul prevăzut la Art. 187, se consideră că nota respectivă a fost acceptată.

**Art. 189** ODPE analizează orice contestație primită, nu mai târziu de 5 zile lucrătoare de la data primirii acesteia.

**Art. 190** Atunci când verifică o notă de informare pentru decontare sau o notă de regularizare contestată, ODPE poate solicita părților implicate informații suplimentare. Dacă informațiile suplimentare solicitate nu sunt furnizate de partea implicată, ODPE este îndreptățit să respingă contestația respectivă.

**Art. 191** ODPE informează părțile implicate în legătură cu rezultatul verificărilor efectuate. Dacă o notă contestată a fost incorectă, ODPE reface calculele și pune la dispoziția tuturor părților implicate o notă corectată.

**Art. 192** Dacă ODPE constată existența unei informații eronate într-o notă de informare pentru decontare sau într-o notă de regularizare pusă la dispoziție conform prezentului regulament, acesta reface calculele și pune la dispoziția tuturor părților implicate în cel mai scurt timp posibil o notă corectată, dar nu mai târziu de 10 zile lucrătoare de la data la care nota respectivă a fost postată de ODPE pe platforma informatică dedicată.

**Art. 193** În cazul constatării de către un participant, ulterior termenelor prevăzute la Art. 187 sau Art. 192, a unor erori în procesul de decontare, determinate de greșeli de agregare a datelor, întreruperi în funcționarea sistemelor informatice ale operatorilor implicați, erori de măsurare a schimburilor între rețele sau a notificării unor SB neconforme cu tranzacțiile încheiate anterior orei de închidere a porților pe PE, acesta poate solicita corectarea decontării în termen de 6 luni de la postarea pe platforma

informatică dedicată a notei de informare pentru decontare. În acest scop, participantul trebuie să solicite în scris OTS corectarea, prezentând argumentele și dovezile necesare.

**Art. 194** (1) În termen de 3 zile lucrătoare, OTS informează ODPE și părțile implicate în mod direct în procesarea informației eronate, OR, OM, PRE, OTS, după caz, solicitând acestora transmiterea unui punct de vedere în termen de 10 zile lucrătoare, și publică solicitarea pe pagina proprie de internet, împreună cu argumentația aferentă.

(2) În termen de 5 zile lucrătoare de la primirea punctelor de vedere ale părților implicate, OTS împreună cu ODPE analizează documentele primite și decid asupra acceptării sau respingerii solicitării de corectare, publicând pe pagina de internet a OTS decizia, argumentele și documentele primite.

(3) În termen de 5 zile lucrătoare de la publicarea deciziei pe pagina de internet, orice participant sau operator din piață poate transmite OTS o contestație argumentată, care va fi publicată pe pagina de internet a OTS în maximum 1 zi de la primire.

(4) În termen de 3 zile lucrătoare de la data primirii, OTS și ODPE analizează contestațiile primite și publică pe pagina de internet a OTS decizia finală, împreună cu motivarea acesteia.

(5) În cazul apariției unei situații atipice, OTS poate solicita punctul de vedere al ANRE, care va fi publicat pe pagina de internet a OTS.

(6) Corectarea decontărilor se realizează în lunile ianuarie, mai și septembrie ale oricărui an calendaristic, luând în considerare toate deciziile favorabile luate anterior lunilor respective.

**Art. 195** OTS și ODPE au obligația să actualizeze și să publice pe paginile proprii de internet o evaluare privind valoarea costurilor proprii determinate de corectarea decontării.

**Art. 196** În cazul nerespectării termenelor de emitere, contestare, verificare, corectare și postare și/sau publicare a notelor de regularizare sau a notelor de informare pentru decontare prevăzute în prezentul regulament, operatorii sunt obligați să sesizeze în scris ANRE în termen de 3 zile lucrătoare de la data constatării acestor abateri.