



Compania Națională de Transport al Energiei Electrice **TRANSELECTRICA SA**

APROBAT,

DIRECTORAT

Președinte Directorat
Cătălin NIȚU

Membru Directorat
Corneliu – Bogdan MARCU

Membru Directorat
Marius Viorel STANCIU

PROCEDURĂ OPERAȚIONALĂ

Aviz CTES nr.: 29 / 2021

Calculul cantităților energiei de reglaj secundar

Cod: TEL-.07.VI ECH-DN/257

Ediția: I

Revizie: 3

Nr. Crt.	Elemente privind responsabilită	Prenume și Nume	Funcția	Data	Semnătura
	1	2	3	4	5
1.3	Avizat	Cătălin SAVA	Director UMICA		
		Ion SMEEIANU	Inspector șef DMI		
		Virgiliu IVAN	Director UNO – DEN		
1.2	Verificat	Mihail CREMENESCU	Director DO		
		Mircea Marius ANTON	Manager energetic Piață de Echilibrare		
1.1	Elaborat	Doina – Teodora ILIȘIU	Manager energetic MFGAP		

Drept de proprietate

Prezenta procedură este proprietatea **Companiei Naționale de Transport al Energiei Electrice C.N.T.E.E. Transelectrica S.A.** Multiplicarea și utilizarea parțială sau totală a acestui document este permisă numai cu acordul scris al conducerii C.N.T.E.E. Transelectrica S.A.

- Ianuarie 2021 -

2. CUPRINS

Numărul componentei în cadrul procedurii	Denumirea componentei din cadrul procedurii	Pagina
1.	Pagina de Gardă	1
2.	Cuprins	2
3.	Situația edițiilor și a reviziilor	3
4.	Scop	4
5.	Domeniul de aplicare	4
6.	Documente de referință	4
7.	Definiții și abrevieri	5
8.	Modul de lucru	9
9.	Responsabilități	13
10.	Anexe, înregistrări, arhivări	14
11.	Lista de difuzare	16
12.	Anexa 1 – Calculul puterii în Reglaj Secundar	17
13.	Anexa 2 – Modul de calcul a energiilor la creștere/scădere în reglaj secundar	18
14.	Anexa 3 – Diagrama de proces a modului de calcul a energiilor la creștere/scădere în reglaj secundar	19

3. SITUAȚIA EDIȚIILOR ȘI A REVIZIILOR

PROCEDURĂ OPERAȚIONALĂ

Calculul cantităților energiei de reglaj secundar – TEL-.07.VI ECH-DN/257

Nr. crt.	Ediția sau, după caz, revizia în cadrul ediției	Componentă revizuită	Modalitatea reviziei	Data la care se aplică prevederile ediției sau reviziei ediției
0	1	2	3	4
3.1	Ediția I, Revizia 0	Preluare prevederi Ordinul ANRE nr. 32/2013.	Elaborare inițială	Februarie 2015
3.2	Ediția I, Revizia 1	Preluare prevederi Ordinul ANRE nr. 31/2018.	Revizie	Septembrie 2018
3.3	Ediția I, Revizia 2	Preluare prevederi art. IV din Legea nr. 184 din 18 iulie 2018, respectiv art. IV din Ordinul ANRE nr. 178 din 13 august 2019. Preluare prevederi Ordinul ANRE nr. 61 din 31 martie 2020.	Revizie	Aprilie 2020
3.4	Ediția I, Revizia 3	- Adăgat/modificat abrevieri noi (RRSC, RRSR, RRSC min, RRSR min) - Introducerea intervalului de decontare 15 minute; - Modificat Anexa 1 și Anexa 2.	Revizie	Ianuarie 2021



PROCEDURĂ OPERAȚIONALĂ

Calculul cantităților energiei de reglaj secundar

Cod: TEL-07.VI ECH-DN/257

Pag 4/19

Ediția I

Rev. 0 1 2 3 4 5

4. SCOP

Procedura are ca scop stabilirea modului de efectuare a calculelor cantitative pentru decontarea serviciului de reglaj secundar frecvență – putere solicitat Unităților Dispecerizabile participante la reglajul secundar frecvență – putere, și anume: Energia de Echilibrare pentru Creștere de Putere și Energia de Echilibrare pentru Reducere de Putere în reglaj secundar.

5. DOMENIUL DE APLICARE

Prezenta procedură se aplică de către Participanții la Piața de Echilibrare, OTS și OPE, pentru Unitățile Dispecerizabile care prestează serviciul de reglaj secundar frecvență – putere.

6. DOCUMENTE DE REFERINȚĂ

- 6.1. Legea nr. 123/2012 a energiei electrice și gazelor naturale, cu modificările și completările ulterioare;
- 6.2. Legea nr. 220/2008 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie, cu modificările și completările ulterioare;
- 6.3. Legea nr. 21/1996 a concurenței, cu modificările și completările ulterioare;
- 6.4. Ordinul ANRE nr. 233/2019 privind aprobarea Metodologiei pentru schimbul de date între operatorul de transport și de sistem, operatorii de distribuție și utilizatorii de rețea semnificativi;
- 6.5. Ordinul ANRE nr. 61/2020 pentru aprobarea Regulamentului de programare a unităților de producție dispecerizabile, a consumatorilor dispecerizabili și a instalațiilor de stocare dispecerizabile, a Regulamentului de funcționare și de decontare a pieței de echilibrare și a Regulamentului de calcul și de decontare a dezechilibrelor părților responsabile cu echilibrarea, cu modificările și completările ulterioare;
- 6.6. Ordinul ANRE nr. 230 din 16 decembrie 2020 privind prorogarea unor termene prevăzute în ordine ale președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei;
- 6.7. Ordinul ANRE nr. 231 din 16 decembrie 2020 privind modificarea și completarea Ordinului președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 213/2020 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 și pentru modificarea Regulamentului de funcționare și de decontare a pieței de echilibrare, aprobat prin Ordinul președintelui Autorității Naționale de Reglementare în Domeniul Energiei nr. 61/2020;
- 6.8. Regulamentul (UE) nr. 2017/2195 al Comisiei din 23 noiembrie 2017 de stabilire a unei linii directoare privind echilibrarea sistemului de energie electrică;
- 6.9. Regulamentul (UE) nr. 2019/943 al Parlamentului European și al Consiliului privind piața internă de energie electrică (reformare);
- 6.10. Directiva (UE) nr. 2019/944 a Parlamentului European și a Consiliului privind normele comune pentru piața internă de energie electrică și de modificare a Directivei 2012/27/UE (reformare);
- 6.11. Codul Tehnic al Rețelei Electrice de Transport, ediția în vigoare;
- 6.12. Instrucțiuni de utilizare a platformei informatice pentru Piața de Echilibrare;



PROCEDURĂ OPERAȚIONALĂ
Calculul cantităților energiei de reglaj
secundar

Cod: TEL-07.VI ECH-DN/257

Pag 5/19

Ediția I
Rev. 0 1 2 3 4 5

6.13. Procedura operatională Înregistrarea, Retragerea și Revocarea unui Participant la Piața de Echilibrare
Cod TEL – 01.17;

6.14. Manualul Calității al C.N.T.E.E. Transelectrica SA, Cod TEL-MC-ISO.

Toată legislația invocată în cuprinsul Procedurii, va fi luată în considerare în forma existentă la momentul aplicării, ținând cont de toate modificările, completările, abrogările parțiale sau totale ulterioare adoptării și înlocuirile cu alte acte normative, lista nefiind exhaustivă.

7. DEFINIȚII ȘI ABREVIERI

7.1. Definiții

Termenii utilizați în prezenta procedură se definesc conform următoarelor:

7.1.1. Legea nr. 123/2012 a energiei electrice și gazelor naturale, cu modificările și completările ulterioare;

7.1.2. Codul Tehnic al Rețelei Electrice de Transport, ediția în vigoare;

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

7.1.4. Regulamentul (UE) 2019/943 al Parlamentului European și al Consiliului din 5 iunie 2019 privind piața internă de energie electrică;(reformare);

7.1.5. 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 (reformare);

7.1.6. Ordinul ANRE nr. 61/2020 pentru aprobarea Regulamentului de programare a unităților de producție dispecerizabile, a consumatorilor dispecerizabili și a instalațiilor de stocare dispecerizabile, a Regulamentului de funcționare și de decontare a pieței de echilibrare și a Regulamentului de calcul și de decontare a dezechilibrelor părților responsabile cu echilibrarea, cu modificările și completările ulterioare.

7.2. Abrevieri

Abrevierile utilizate în prezenta procedură se definesc conform Codul Comercial al Pieței Anglo de Energie Electrică aprobat cu Ordinul ANRE nr. 25/2014, cu modificările și completările ulterioare și după cum urmează:

Nr. Crt.	Abreviere	Termenul abreviat
1.	UNO – DEN	Unitatea Operațională – Dispecerul Energetic Național.
2.	PRE	Parte responsabilă cu echilibrarea.
3.	PPE	Participant la Piața de Echilibrare.
4.	PE	Piața de Echilibrare.
5.	UD	Unitate de producție dispecerizabilă denumită și Unitate Dispecerizabilă.

Nr. Crt.	Abreviere	Termenul abreviat
6.	TEL	C.N.T.E.E. TRANSELECTRICA S.A.
7.	SEN	Sistemul Electroenergetic Național.
8.	OPE	Operatorul Pieței de Echilibrare.
9.	DEC	Dispecerul Energetic Central.
10.	OTS	Operatorul de Transport și de Sistem.
11.	ENTSO-E	Rețeaua Europeană a Operatorilor de Transport și Sistem pentru Energie Electrică.
12.	Pmax net	Puterea maximă disponibilă netă cu reglaj primar.
13.	Pmin net	Puterea minimă disponibilă netă cu reglaj primar
14.	DD	Dispoziție de dispecer – comandă dată de către dispecerul energetic național de a modifica puterea generată/consumată, modul de funcționare a unei unități de producție dispecerizabile/consumator dispecerizabil/instalație de stocare dispecerizabilă sau configurația de funcționare a rețelei
15.	ID	Interval de dispecerizare – perioada de 15 minute pentru care fiecare producător de energie electrică ce deține unități dispecerizabile, consumator dispecerizabil, instalație de stocare dispecerizabilă sau parte responsabilă cu echilibrarea trebuie să furnizeze informații sau, după caz, să transmită notificări fizice.
16.	NF	Notificare fizică – informație transmisă formalizat de o parte responsabilă cu echilibrarea, care cuprinde programul privind producția netă, schimburile bloc și consumul de energie electrică, precum și importurile, exporturile și tranzitele aferente participanților la piață pentru care PRE și-a asumat responsabilitatea echilibrării.
17.	NFa	Notificare fizică aprobată – notificarea fizică validată de OPE. $NF_a = NF + DD \quad (1)$
18.	Pf	Punct de funcționare – Puterea electrică pe care UD trebuie să o producă în intervalul de dispecerizare, egală cu notificarea fizică aprobată (NFa) la care se adaugă, după caz, activările de putere în reglaj secundar.
19.	RRSC	Rezerva de Reglaj Secundar la Creștere – reprezintă rezerva de reglaj secundar la creștere, rezervă selectată în ordinea de merit, pe PE. De regulă valoarea RRSC este egală cu rezerva de reglaj secundar la scădere (RRSS)

PROCEDURĂ OPERAȚIONALĂ
Calculul cantităților energiei de reglaj
secundar

Cod: TEL-07.VI ECH-DN/257

Pag 7/19

Ediția I

Rev. 0 1 2 3 4 5

Nr. Crt.	Abreviere	Termenul abreviat
		La selectarea RRSC se iau în considerare limitele Pmax net, valori posibil a fi atinse în timpul reglajului secundar pentru o anumită notificare fizică aprobată – a se vedea Anexa 1. De regulă RRSC = BRS/2 .
20.	RRSS	Rezerva de Reglaj Secundar la Scădere – reprezintă rezerva de reglaj secundar la scădere, rezervă selectată în ordinea de merit, pe PE. De regulă valoarea RRSS este egală cu rezerva de reglaj secundar la creștere (RRSC). La selectarea RRSS se iau în considerare limitele Pmin net, valori posibil a fi atinse în timpul reglajului secundar pentru o anumită notificare fizică aprobată – a se vedea Anexa 1. De regulă RRSS = BRS/2 .
21.	BRS	Banda de reglaj secundar selectată pentru Unitatea Dispecerizabilă care funcționează în reglaj secundar, corespunzătoare notificării fizice aprobate. BRS reprezintă suma dintre RRSC și RRSS . $BRS = RRSC + RRSS \quad (2)$
22.	BRSmax	Bandă maximă posibilă de reglaj secundar pentru o Unitate Dispecerizabilă.
23.	BRSmin	Bandă minimă posibilă de reglaj secundar pentru o Unitate Dispecerizabilă – de regulă egală cu 10 MW.
24.	RRSC min	Rezerva de reglaj secundar la creștere minimă posibilă pentru o Unitate Dispecerizabilă – de regulă egală cu 5 MW.
25.	RRSS min	Rezerva de reglaj secundar la scădere minimă posibilă pentru o Unitate Dispecerizabilă – de regulă egală cu 5 MW.
26.	$P_{min \text{ stabil cu RP}}$	Puterea minimă posibil a fi notificată pentru care UD respectiv poate funcționa stabil având posibilitatea să mobilizeze rezerva de reglaj primar.
27.	$P_{min RS}$	Puterea minimă posibil a fi notificată pentru care UD poate fi selectată în reglaj secundar cu o bandă de reglaj minimă (10 MW). $P_{min RS} = P_{min \text{ stabil cu RP}} + 5 \text{ MW} \quad (3)$
28.	$P_{minf RS}$	Puterea minimă de funcționare în reglaj secundar a unității dispecerizabile respective corespunzătoare punctului de funcționare și a benzii de reglaj secundar selectate. $P_{minf RS} = Pf + BRS/2 = Pf + RRSS \quad (4)$
29.	$P_{maxf RS}$	Puterea maximă de funcționare în reglaj secundar a unității dispecerizabile respective corespunzătoare punctului de funcționare și

Nr. Crt.	Abreviere	Termenul abreviat
		a benzii de reglaj secundar selectate. $P_{\max f_{RS}} = Pf + BRS/2 = Pf + RRSC \quad (5)$
30.	N	Dispoziție de reglaj secundar – mărime adimensională variind între 0 și 100% din banda de reglaj, reprezentând o cantitate de putere solicitată în mod automat în procesul de reglaj secundar frecvență – putere. Pentru o UD care participă la reglaj, această mărime, exprimată în procente, ponderează banda de reglaj secundar selectată (% din BRS unde 0% reprezintă solicitarea de funcționare la $P_{\min f_{RS}}$, iar 100% reprezintă solicitarea de funcționare la $P_{\max f_{RS}}$).
31.	N_+	Dispoziție de reglaj secundar pozitiv – (dacă $N > 50\%$) cantitatea de putere solicitată în mod automat în procesul de reglaj secundar frecvență – putere pentru o UD care participă la reglaj, care conduce la creșterea UD peste valoarea punctului de funcționare.
32.	N_-	Dispoziție de reglaj secundar negativ – (dacă $N < 50\%$) cantitatea de putere solicitată în mod automat în procesul de reglaj secundar frecvență – putere pentru o UD care participă la reglaj, care conduce la scăderea UD sub valoarea punctului de funcționare.
33.	Pf_{RS}	Punct de funcționare în reglaj secundar – Puterea electrică pe care UD trebuie să o producă într-un interval de funcționare ca sumă algebrică dintre Notificarea Fizică Aprobată (NFa), emisă pentru intervalul de funcționare respectiv și dispoziția de reglaj secundar putere – frecvență $((N - 50\%) * BRS)$. $Pf_{RS} = NFa + (N - 50\%) * BRS \quad (6)$
34.	Pp	Puterea Planificată în reglaj secundar – reprezintă puterea medie solicitată pentru o UD într-un intervalul de decontare de 15 minute, ca urmare a acțiunii automate a regulatorului central de reglaj secundar frecvență – putere cu luarea în considerare a punctului de funcționare (notificarea fizică aprobată plus activarea în reglaj secundar) din intervalul de decontare respectiv. Valoarea Pp este o mărime de calcul și este reprezentată grafic în Anexa 2. $P_P = \int_{t=0}^{t=ID} Pf_{RS} dt \quad (7)$ $P_P = Pf + \int_{t=0}^{t=ID} ((N - 50\%) * BRS) dt \quad (8)$

Nr. Crt.	Abreviere	Termenul abreviat
35.	ID	Interval de decontare – Intervalul de 15 minute în care intervalul 1 reprezintă intervalul de timp de la 00:00 la 00:15.
36.	ERSC	Energia de echilibrare în reglaj secundar la creștere (energia produsă de UD ca urmare a dispozițiilor de reglaj secundar care depășesc notificarea fizică aprobată).
37.	ERSR	Energia de echilibrare în reglaj secundar la reducere de putere (energia produsă de UD ca urmare a dispozițiilor de reglaj secundar care sunt mai mici decât notificarea fizică aprobată).
38.	SCADA	Sistemul informatic de monitorizare, comandă și achiziție de date ale unui proces tehnologic/installație.
39.	EMS – SCADA	Sistemul informatic de conducere operativă a SEN aparținând CNTEE Transelectrica SA.
40.	AGC	Automat Generation Control – funcție a sistemului EMS – SCADA care realizează reglajul secundar putere – frecvență.
41.	RRP	Rezerva de reglaj primar, de regulă 1%Pn.

8. MOD DE LUCRU

8.1. Modul de selectare a Unităților Dispecerizabile în reglaj secundar este următorul:

8.1.1. Pentru un interval de funcționare, UD calificate și notificate pentru funcționarea în reglaj secundar, sunt selectate de OPE sau DEC în ordinea de merit corespunzător ofertelor pe Piața de Echilibrare și a puterii notificate pentru acoperirea necesarului de rezervă de reglaj secundar pe fiecare interval de decontare.

8.2. Modul de operare a Unităților Dispecerizabile în reglaj secundar.

8.2.1. Operarea în RS a UD pentru care se transmite dispoziție de reglare (N) este următorul:

8.2.1.1. Cerințe îndeplinite de UD în situația în care a fost selectată pentru funcționarea în reglaj secundar:

- Să respecte momentul intrării/ieșirii în/din reglaj secundar conform selecției existente în platforma informatică a PE cu o abatere de timp cât mai mică (maxim 1 min).
- Să seteze banda de reglaj secundar (BRS) la valoarea rezultată ca sumă între rezerva de reglaj secundar la creștere, respectiv la scădere, selectate în PE, astfel încât puterea minimă de funcționare în reglaj secundar ($P_{minf RS}$) să fie egală cu notificarea fizică aprobată minus rezerva de reglaj secundar la scădere, respectiv puterea maximă de funcționare în reglaj secundar ($P_{maxf RS}$) să fie egală cu notificarea fizică aprobată plus rezerva de reglaj secundar la creștere selectată în sistemul informatic al PE (BRS).

$$P_{minf RS} = NFa - RRSS = NFa - BRS/2 \quad (9)$$

$$P_{maxf\ RS} = NFa + RRSC = NFa + BRS/2 \quad (10)$$

8.2.1.2. Dispecerul UD este responsabil pentru verificarea recepției sau setării corecte a valorilor NFa, RRSC și RRSS (sau BRS), P_{minRS} , $P_{maxf\ RS}$ la nivelul UD selectate cât și pentru momentul intrării și ieșirii din reglaj a UD. Abaterile de la valorile programate prin Notificarea Fizică Aprobata având consecințe importante în realizarea Energiilor de Echilibrare corespunzătoare reglajului secundar.

8.2.2. Operarea în RS a UD pentru care se transmite punctul de funcționare (Pf_{RS})

8.2.2.1. UD care primesc punctul de funcționare transmis din sistemul EMS – SCADA urmăresc această valoare atât timp cât este activ semnalul „unitate în teleregaj”, ceea ce înseamnă că UD funcționează în reglaj de putere activă cu referință externă. Contorizarea energiilor de echilibrare în reglaj secundar se realizează dacă UD a fost selectată în sistemul informatic al PE cu o RRSC sau RRSS mai mare sau egală de 5 MW rezultând o bandă de reglaj de minim 10 MW. Eroarea care se poate produce constă în faptul că la nivelul UD nu a fost selectat semnalul „unitate în teleregaj” sau acesta nu a fost recepționat, respectiv fișierul care conține banda de reglaj a fost recepționat cu bandă de reglaj mai mică decât 10 MW. Față de situația descrisă la punctul 6.2.1., operatorul UD nu execută nicio altă manevră, dar supraveghează concordanța între notificările din intervalul de dispecerizare de 15 minute și dispozițiile de dispecer primite.

8.3. Calculul Energiilor de Echilibrare corespunzătoare reglajului secundar.

8.3.1. Calculul Energiilor de Echilibrare în reglaj secundar se realizează integrând dispozițiile de reglaj emise de regulatorul secundar frecvență – putere, astfel:

- Intervalul de integrare este intervalul de decontare – 15 minute (ex.: 22:00 – 22:15);
- Pasul de integrare este egal cu ciclul de calcul al regulatorului secundar frecvență – putere de 4 secunde;
- Durata efectivă de livrare a energiei în reglaj secundar este dată de durata de timp conținută în intervalul de decontare în care UD se află în reglaj secundar. Astfel, dacă UD intră în reglaj secundar în avans față de intervalul de funcționare selectat pe PE, energia de creștere/reducere de putere în reglaj secundar livrată înaintea intervalului de decontare selectat nu este considerată energie livrată în reglaj secundar, ci reprezintă un dezechilibru al UD. De asemenea, dacă UD iese din reglaj secundar înainte de terminarea intervalului de decontare selectat pe PE, energia livrată după ieșirea din reglaj secundar nu este considerată energie livrată în reglaj secundar, dar reprezintă un dezechilibru ca energie nelivrată în conformitate cu solicitarea.

8.3.2. Fiecare solicitare (dispoziție de reglaj) pe care UD o primește de la regulatorul central de reglaj secundar frecvență – putere reprezintă o tranzacție între OTS și participantul la PE care deține respectiva UD.

8.3.3. Cantitățile de Energie de Echilibrare tranzacționate în reglaj secundar se calculează:

- Pe fiecare interval de decontare;
- Individual pentru fiecare UD care a fost notificată să funcționeze în reglaj secundar;
- Separat pentru Creștere de Putere și pentru Reducere de Putere;
- De către OTS prin calcul automat în cadrul sistemului de calcul asociat reglajului secundar frecvență – putere a cantității de energie de echilibrare corespunzătoare reglajului secundar selectate pentru a fi livrate.

8.3.4. Energiile de Echilibrare tranzacționate în reglaj secundar frecvență – putere și Puterea Planificată (**Pp**) în reglaj secundar rezultă din calcule efectuate automat, în timp real sau în afara timpului real, rolul prezentei

proceduri fiind acela de a stabili metodologia de calcul a acestor cantități, precum și modul de lucru pentru situațiile în care sistemele automate sunt indisponibile.

8.3.5. Calculul automat în timp real este realizat de regulatorul central frecvență – putere (funcția de reglaj AGC – Automat Generation Control din cadrul sistemului EMS – SCADA). Acest calcul se realizează pentru fiecare UD care a funcționat în reglaj secundar. Calculul se efectuează automat, în timpul procesului de reglaj secundar, simultan cu emiterea solicitărilor (ordinelor de reglaj – N). Pentru fiecare interval de decontare se creează câte un fișier care conține energiile de echilibrare la creștere respectiv la reducere de putere calculate precum și procentul de timp în care UD a funcționat efectiv în reglaj secundar.

8.3.6. Pentru UD pentru care se transmite dispoziție de reglare ($N=0 - 100\%$), calculul energiilor se realizează prin integrarea valorii dispoziției de reglaj, minus 50%, înmulțit cu banda de reglaj selectată (BRS ca sumă între RRSC și RSS), separat pentru valorile negative, respectiv pozitive. Valorile negative reprezintă Energia de Echilibrare la Reducere de putere (**ERSR**), iar valorile pozitive Energia de Echilibrare la Creștere (**ERSC**).

$$ERSR = \int_{t=0}^{t=ID} (BRS * (N - 50\%)) dt, \text{ pentru } N < 50\% \quad (11)$$

$$ERSC = \int_{t=0}^{t=ID} (BRS * (N - 50\%)) dt, \text{ pentru } N > 50\% \quad (12)$$

8.3.7. Pentru UD pentru care se transmite punctul de funcționare, calculul energiilor se realizează prin integrarea diferenței dintre puterea solicitată de regulatorul central frecvență – putere (punctul de funcționare în reglaj secundar – P_{fRS}) și notificarea fizică aprobată. Valorile negative se integrează ca energie de echilibrare în reglaj secundar la reducere de putere, iar valorile pozitive se integrează ca energie de echilibrare în reglaj secundar la creștere.

$$ERSR = \int_{t=0}^{t=ID} (Pf_{RS} - NFa) dt, \text{ pentru } Pf_{RS} < NFa \quad (13)$$

$$ERSC = \int_{t=0}^{t=ID} (Pf_{RS} - NFa) dt, \text{ pentru } Pf_{RS} > NFa \quad (14)$$

8.3.8. Energia de echilibrare în reglaj secundar maximă atât la creștere cât și la reducere de putere reprezintă jumătate din banda de reglaj integrată pentru intervalul de decontare respectiv, ceea ce corespunde activării complete a rezervei de reglaj secundar la scădere, respectiv la creștere.

8.4. Calculul rezultat în afara timpului real (la cerere) la nivelul PE.

8.4.1. Acest calcul este realizat pe baza valorilor Dispoziției de Reglaj (N) și a punctului de funcționare în reglaj secundar (Pf_{RS}), valori înregistrate în arhiva sistemului EMS – SCADA, ca valori transmise către UD-urile care au participat la reglajul secundar și valorile Benzii de Reglaj Selectate, respectiv a Puterii notificate aprobate (Pna) și a Dispozițiilor de Dispecer (DD), mărimi arhivate în platforma PE. Calculul se realizează prin program soft, rulat în afara timpului real, la cerere, sau în cazurile de nefuncționare a programului în timp real, după extragerea datelor din arhivă.

8.4.2. Pentru UD pentru care se transmite dispoziție de reglare (N), calculul energiilor se realizează astfel: din valoarea dispoziției de reglaj (0 – 100 %) se scade valoarea de 50 %. Valorile pozitive se sumează și se împart la numărul total de valori înregistrate în intervalul de decontare de 15 minute respectiv, valoarea obținută se înmulțește cu valoarea benzii de reglaj secundar selectată în PE și reprezintă energia de echilibrare la creștere (**ERSC**). Valorile negative se sumează și se împart la numărul total de valori înregistrate în intervalul de decontare de 15 minute respectiv, valoarea obținută se înmulțește cu valoarea benzii de reglaj secundar selectată în PE, iar modulul acestei valori reprezintă energia de echilibrare la reducere de putere (**ERSR**).

8.4.3. Pentru UD pentru care se transmite punctul de funcționare, calculul energiilor se realizează astfel: din fiecare valoare a punctului de funcționare în reglaj secundar (P_{fRS}) transmis și înregistrat în sistemul EMS – SCADA se scade suma dintre Puterea electrică programată (NF) și Dispozițiile de Dispecer (DD) înregistrate în PE. Suma valorilor negative se împarte la numărul total de înregistrări ale consemnelor din arhiva sistemului EMS – SCADA pentru intervalul de 15 minute respectiv de decontare și reprezintă energia de echilibrare la reducere de putere (**ERSR**), iar suma valorilor pozitive împărțită la numărul de înregistrări din intervalul de decontare de 15 minute reprezintă energia de echilibrare la creștere de putere (**ERSC**).

8.5. Calculul realizat la nivelul UD.

8.5.1. În situația în care UD primește dispoziție de reglare ca un procent din banda de reglaj secundar, calculul energiilor se realizează conform paragrafului 8.4.2. cu luarea în considerare a valorilor dispoziției de reglare (N) înregistrate la nivelul UD și a benzii de reglaj secundar selectată (BRS) ca sumă între rezerva de reglaj secundar la creștere și la scădere în platforma PE.

8.5.2. În situația în care UD primește punctul de funcționare, calculul energiilor se realizează conform paragrafului 8.4.3. cu luarea în considerare a valorilor punctului de funcționare în reglaj secundar înregistrat la nivelul UD și Notificării fizice aprobate din platforma PE.

8.5.3. Valorile de mai sus se arhivează la nivel UD pentru minimum 1 an.

8.5.4. Înregistrările din centrale se utilizează în calculul în afara timpului real, în locul datelor înregistrate în sistemul EMS – SCADA.

8.6. Calculul puterii planificare în reglaj secundar.

8.6.1. Puterea planificată în reglaj secundar reprezintă palierul de putere la care Unitatea Dispecerizabilă trebuia să funcționeze ca urmare a dispozițiilor transmise de regulatorul secundar putere – frecvență. Puterea planificată în reglaj secundar pentru un interval de decontare se calculează de către OPE ca suma dintre: Notificarea Fizică aprobată (NFa) și diferența dintre valorile absolute ale Energiei de Echilibrare în reglaj secundar pentru Creștere de putere și a Energiei de Echilibrare în reglaj secundar pentru Reducere de putere, conform figurii din Anexa 2.

8.7. Modul de decontare.

8.7.1. Pentru fiecare interval de decontare (15 minute) pentru care UD a funcționat în reglaj secundar va rezulta (a se vedea Anexa 2):

- O Energie de Echilibrare pentru Creștere de putere în reglaj secundar (**ERSC**);
- O Energie de Echilibrare pentru Reducere de putere în reglaj secundar (**ERSR**);
- O Putere Planificată în Reglaj Secundar care **trebuia să fie livrată de UD** și față de care se calculează dezechilibrele UD.

8.7.2. Decontarea energiei de Echilibrare pentru Creștere de putere în reglaj secundar (**ERSC**) și a energiei de Echilibrare pentru Reducere de putere în reglaj secundar (**ERSR**) se va face conform reglementărilor în vigoare.

8.8. Atenționări.

8.8.1. Participanții la Piața de Echilibrare sunt direct răspunzători pentru:

1. Datele tehnice transmise pentru a fi utilizate în baza de date a sistemului informatic al PE necesare reglajului secundar frecvență – putere;
2. Momentul intrării în/ieșirii din reglaj secundar a Unității Dispecerizabile conform selecției în PE;
3. Setările exacte ale RRSS, RRSC și benzii de reglaj selectate (BRS) precum și a puterii minime de funcționare în reglaj secundar $P_{minf RS}$.

8.8.2. Dispecerul UD are datoria de a verifica corecta recepție de către OTS a:

1. Unității Dispecerizabile aflate în reglaj secundar;
2. Momentelor intrării și ieșirii din reglaj secundar a UD;
3. Recepției semnalului UTR – unitate în telereglaj;
4. Valorii Benzii de Reglaj setate la nivelul UD, valoare care trebuie să fie egală cu cea selectată în sistemul informatic al PE.

9. RESPONSABILITĂȚI

9.1. Participanții la Piața de Echilibrare

9.1.1. Notifică UD astfel încât să asigure în fiecare interval orar de funcționare, rezerva de reglaj secundar la creștere, respectiv la scădere contractată de valoare mai mare sau egală cu 5 MW (fiecare), respectiv mai mică sau egală cu jumătate din banda maximă de reglaj secundar înregistrată în baza de date a PE. Participantul la Piața de Echilibrare are responsabilitatea de a notifica astfel încât să asigure o putere minimă de funcționare în reglaj secundar $P_{minf RS}$ mai mare sau egală cu puterea minimă de funcționare stabilă plus rezerva de reglaj primar plus rezerva de reglaj secundar la scădere, respectiv o putere maximă de funcționare în reglaj secundar $P_{maxf RS}$ mai mică sau egală cu puterea maximă de funcționare stabilă minus rezerva de reglaj primar minus rezerva de reglaj secundar la creștere. În situația în care participantul notifică o putere mai mică decât $P_{min RS}$, această UD nu se va regăsi în ordinea de merit selectabilă pentru reglajul secundar. În situația în care se notifică $P_{min RS}$, UD se va regăsi în ordinea de merit cu o rezervă de reglaj secundar la creștere de 5 MW și o rezervă de reglaj secundar la scădere de 5 MW, deci o banda maximă de reglaj secundar de 10 MW;

9.1.2. În situația în care nu recepționează direct ca valoare absolută în MW din sistemul EMS – SCADA punctul de funcționare în reglaj secundar P_{fRS} , dispecerul Unității Dispecerizabile (UD) setează pentru fiecare interval orar punctul de funcționare și banda de reglaj selectată în platforma informatică a UD. În situația în care la nivelul UD nu se pot seta aceste valori, se setează pentru intervalul de funcționare respectiv, puterea minimă de funcționare în reglaj secundar (P_{minfRS}) și puterea maximă de funcționare în reglaj secundar (P_{maxfRS}). Aceste valori reprezintă: punctul de funcționare ($P_f = N_{Fa}$) din care se scade rezerva de reglaj secundar la scădere selectată, adică jumătate din valoarea benzii de reglaj secundar, respectiv punctul de funcționare ($P_f = N_{Fa}$) la care se adună rezerva de reglaj secundar la creștere, selectată adică jumătate din valoarea benzii de reglaj secundar, dacă rezervele de reglaj secundar la creștere și la scădere sunt egale.

9.1.3. În situația în care se recepționează direct din sistemul EMS – SCADA punctul de funcționare ca valoare absolută în MW, dispecerul Unității Dispecerizabile (UD) setează, cu caracter de alarmare, banda de reglaj pentru intervalul de funcționare respectiv rezultată ca suma dintre rezervele de reglaj secundar la creștere și la scădere (de regulă egale ca valoare).

9.1.4. Dispecerul Unității Dispecerizabile (UD) trece în reglaj secundar UD în conformitate cu programul de funcționare.

9.1.5. În funcție de gradul de automatizare, la nivelul UD se calculează energiile de reglaj secundar din înregistrările sistemului SCADA/de reglaj al grupului/centralei pe baza înregistrării dispoziției de reglaj (ordinul de reglaj) transmis de către sistemul EMS – SCADA și Banda de Reglaj (ca sumă a rezervelor de reglaj secundar la creștere și la scădere) selectată pe PE, respectiv pe baza punctului de funcționare în reglaj secundar recepționat din sistemul EMS – SCADA. În situația în care aceste automatizări nu sunt active, asigură numai înregistrarea Dispozițiilor de Reglaj (N) sau a punctului de funcționare în reglaj secundar (P_{fRS}) recepționat, cu rată de achiziție mai bună de o înregistrare la 10 secunde.

9.2. Operatorul Piața de Echilibrare.

9.2.1. Calculează, pe fiecare interval de dispecerizare de 15 minute, Energiile de Echilibrare în reglaj secundar pentru Creștere de Putere și Energiile de Echilibrare în reglaj secundar pentru Reducere de Putere, dacă aceste energii nu sunt furnizate de către Sistemul EMS – SCADA (în cadrul funcției de reglaj secundar putere – frecvență). Aceste energii sunt calculate în mod automat (în timp real – *on-line*) de către sistemul EMS – SCADA. De asemenea, pentru a asigura o rezervă de calcul automat, dar în afara timpului real (*off line*), la nivelul EMS – SCADA se înregistrează și se arhivează Dispozițiile de reglaj (N) și, după caz, a punctelor de funcționare în reglaj secundar (P_{fRS}) emise pentru fiecare participant la reglajul secundar.

În situația în care, pentru un interval de timp, cele două modalități de calcul în timp real sau în afara timpului real nu sunt valide, Operatorul Pieței de Echilibrare solicită UD participante la reglaj secundar să transmită valorile înregistrate pentru semnalele recepționate (dispoziția de reglaj sau Punctul de funcționare) în reglaj secundar (P_{fRS}) pentru intervalul de timp respectiv. Operatorul Pieței de Echilibrare calculează energia de reglaj secundar utilizând datele înregistrate la nivelul UD.

9.2.2. Stabilește, pe fiecare interval de dispecerizare de 15 minute, noul palier de putere la care Unitatea Dispecerizabilă a funcționat ca urmare a acțiunii regulatorului central de reglaj secundar, denumită Putere Planificată în reglaj secundar (**Pp**) pentru Unitatea Dispecerizabilă. (Anexa 2).

9.3. Dispecerul DEC.

9.3.1. Dispecerul șef de tură DEC verifică concordanța dintre:

- UD selectată pe platforma informatică a PE pentru a funcționa în reglaj secundar și UD care a intrat efectiv în reglaj secundar (UD care se află sub acțiunea regulatorului de reglaj secundar frecvență – putere);
- Rezerva de reglaj secundar la creștere, respectiv rezerva de reglaj secundar la scădere selectate (precum și banda de reglaj rezultată), pe platforma informatică a PE pentru fiecare UD și cele luate în considerare de către regulatorul de reglaj secundar frecvență – putere.

9.3.2. Semnalează diferențele atât la dispecerul UD cât și la OPE.

10. ANEXE, ÎNREGISTRĂRI, ARHIVĂRI

10.1. ANEXE

Anexa 1 – Calculul puterii în Reglaj Secundar.

Anexa 2 – Modul de calcul a energiilor la creștere/scădere în reglaj secundar.

Anexa 3 – Diagrama de proces a modului de calcul a energiilor la creștere/scădere în reglaj secundar.



PROCEDURĂ OPERAȚIONALĂ
Calculul cantităților energiei de reglaj
secundar

Cod: TEL-07.VI ECH-DN/257

Pag 15/19

Ediția I

Rev. 0 1 2 3 4 5

10.2. ÎNREGISTRĂRI

10.2.1. Se vor înregistra la nivelul sistemului EMS – SCADA:

- Energiile de echilibrare la creștere, respectiv la reducere de putere calculate în timp real (on-line) și în afara timpului real (off-line);
- Dispozițiile de Reglaj și punctele de funcționare transmise de regulatorul central de frecvență – putere.

10.2.2. La nivelul UD se vor înregistra dispozițiile de reglaj (N) și punctele de funcționare în reglaj secundar (P_{fRS}) recepționate, cu o rată de achiziție de 4 – 10 secunde și, după caz, se vor calcula ERSC și ERSR. Datele obținute vor fi arhivate și menținute cel puțin 1 an. Aceste date vor fi transmise la cererea OTS.

10.3. ARHIVĂRI

Arhivarea prezentei proceduri și a celorlalte informații documentate se face conform Nomenclatorului arhivistic în vigoare.

11. LISTA DE DIFUZARE

Document difuzat: Procedura Operațională

Denumire: Calculul cantităților energiei de reglaj secundar

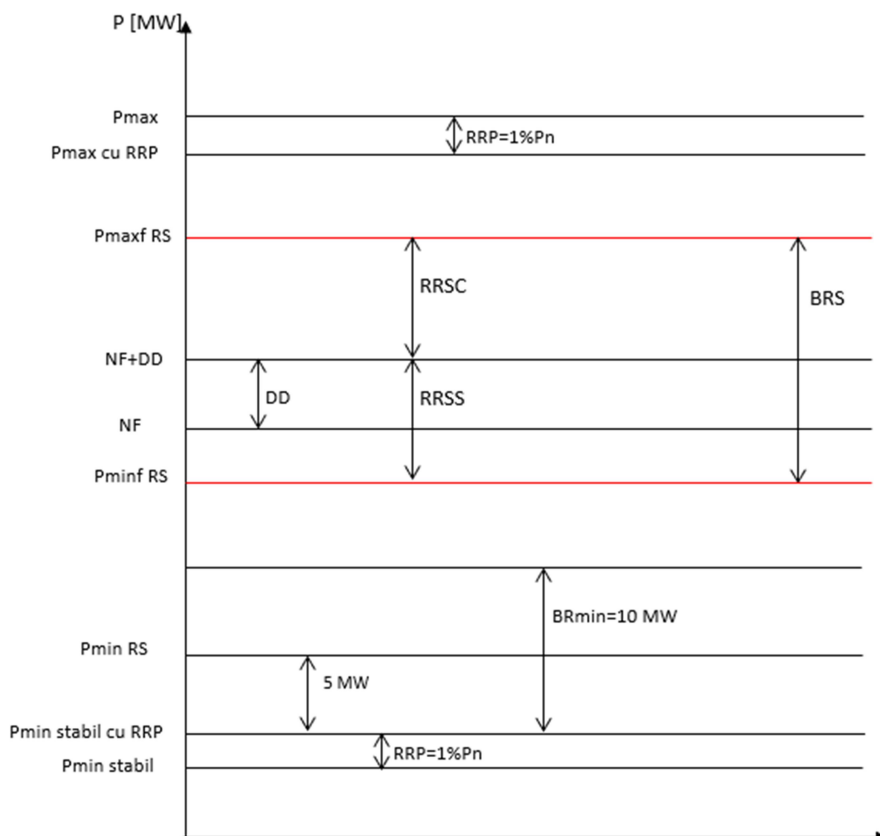
Cod: TEL-.07.VI ECH-DN/257

Ediția I

Revizia 3

Nr. crt.	Scopul difuzării	Exemplar nr.	Compartiment	Funcția	Numele și prenumele	Data primirii	Semnătura
0	1	2	3	4	5	6	7
3.1	Avizare	Original + Format electronic	ANRE	-	-	-	-
3.2	Aplicare	Format electronic	UNO-DEN, DEC, MFGAP, RAF, OPE, DPE			<i>Data postării pe site</i>	
3.3	Informare	N/A				<i>Data postării pe site</i>	N/A
3.4	Evidența	original	DMIPCEI E -DMI- BMCM	IMC			
3.5	Arhivare	E1 (copie martor)	OPE	Șef birou	Mihaela Condovici		
3.6	Alte scopuri	-					

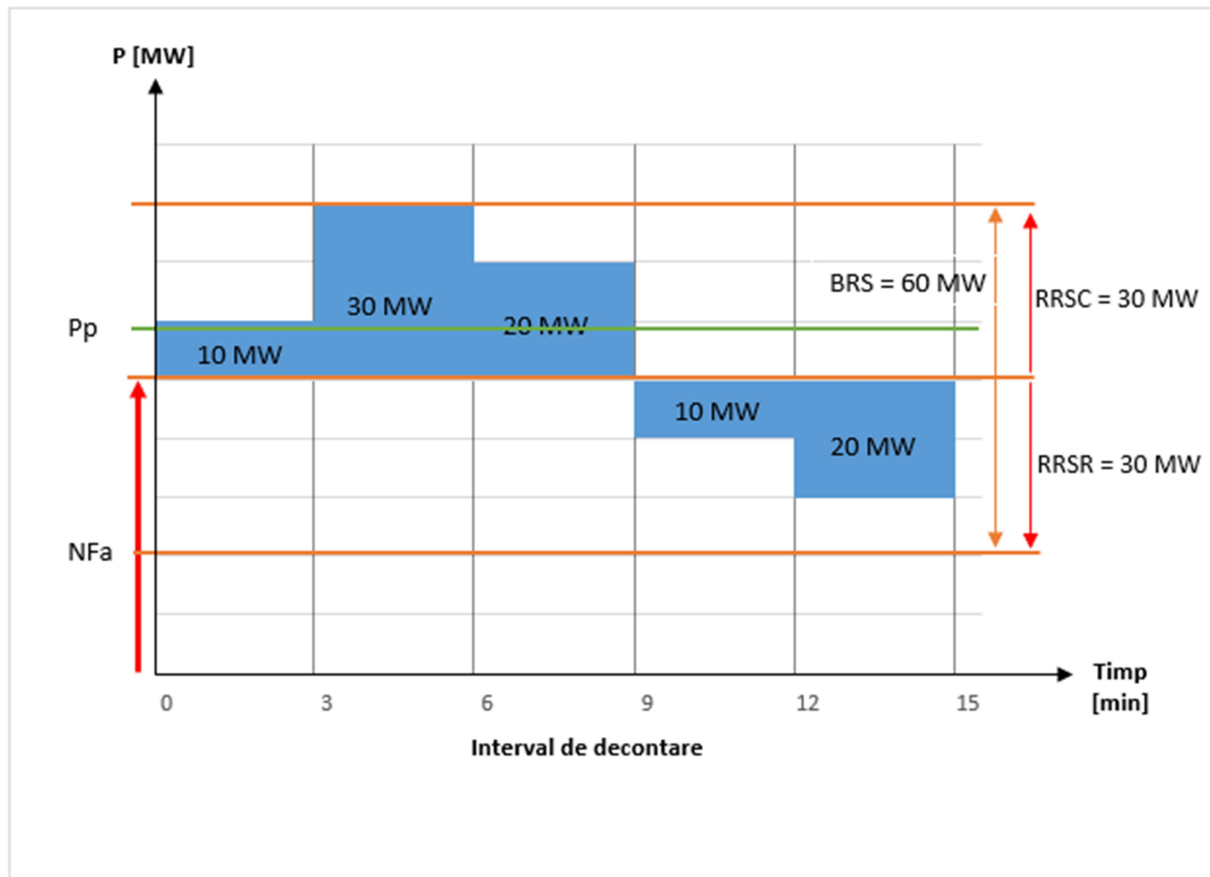
Anexa 1



unde:

- RRP – rezerva de reglaj primar;
- P_{max} – puterea maximă disponibilă netă fără reglaj primar;
- $P_{min\text{ stabil}}$ – puterea minimă tehnic netă fără reglaj primar;
- $P_{max\text{ RS}}$ – puterea maximă ce poate fi atinsă la funcționarea în reglaj secundar;
- $P_{min\text{ RS}}$ – puterea minimă ce poate fi atinsă la funcționarea în reglaj secundar;
- $P_{minf\text{ RS}}$ – puterea minimă de funcționare în reglaj secundar pentru NFa curent;
- $P_{maxf\text{ RS}}$ – puterea maximă de funcționare în reglaj secundar pentru NFa curent;
- $RRSC$ – rezerva de reglaj secundar la creștere;
- $RRSS$ – rezerva de reglaj secundar la scădere;
- NF – notificarea fizică;
- NFa – notificarea fizică aprobată;
- BRS – banda de reglaj secundar corespunzătoare P_{na} ;
- DD – Dispoziția de dispecer.

Anexa 2



$$ERSC = \frac{10 \text{ MW} * 3 \text{ min}}{60 \text{ min}} + \frac{30 \text{ MW} * 3 \text{ min}}{60 \text{ min}} + \frac{20 \text{ MW} * 3 \text{ min}}{60 \text{ min}} = 3 \text{ MWh/h}$$

$$ERSR = \frac{10 \text{ MW} * 3 \text{ min}}{60 \text{ min}} + \frac{20 \text{ MW} * 3 \text{ min}}{60 \text{ min}} = 1,5 \text{ MWh/h}$$

$$P_p = NFA + \frac{10 \text{ MW} * 3 \text{ min}}{15 \text{ min}} + \frac{30 \text{ MW} * 3 \text{ min}}{15 \text{ min}} + \frac{20 \text{ MW} * 3 \text{ min}}{15 \text{ min}} - \left(\frac{10 \text{ MW} * 3 \text{ min}}{15 \text{ min}} + \frac{20 \text{ MW} * 3 \text{ min}}{15 \text{ min}} \right) = NFA + 6 \text{ MW}$$

unde:

- ID – Interval de dispecerizare (15 minute);
- P_p – Puterea planificată în reglaj secundar pentru ID;
- NFA – Notificarea fizică aprobată pentru o Unitate Dispecerizabilă;
- ERSC – Energia de echilibrare în reglaj secundar la creștere;
- ERSR – Energia de echilibrare în reglaj secundar la reducere.

