

Nota de prezentare a proiectului de ordin
pentru aprobarea Propunerii tuturor OTS-urilor din Europa Continentală și de Nord
privind ipotezele și metodologia pentru Analiza Cost-Beneficiu în conformitate cu
articolul 156 (11) din Regulamentul (UE) 2017/1485 al comisiei din 2 august 2017 de
stabilire a unei linii directe privind operarea sistemului de transport al energiei
electrice

1. Contextul și cadrul european de reglementare

În cadrul *Regulamentului nr. 1485/2017 (UE) al Comisiei din 2 august 2017 de stabilire a unei linii directe privind operarea sistemului de transport al energiei electrice (Regulament SOGL)* se prevăd cerințe clare, obiective și armonizate pentru operatorii de transport și sistem (OTS) în vederea asigurării siguranței în funcționare a sistemelor de transport al energiei electrice interconectate, inclusiv a reglajului frecvență-putere.

Titlul 5 din partea a IV-a a *Regulamentului SOGL* conține prevederi referitoare la rezervele pentru stabilizarea frecvenței (echivalent cu rezervele de reglaj primar).

Rezervele pentru stabilizarea frecvenței (RSF) reprezintă rezervele de putere activă necesare stabilizării frecvenței sistemului după producerea unui dezechilibru.

Această secțiune stipulează faptul că :1) toți OTS din fiecare zonă sincronă stabilesc, cel puțin anual, capacitatea de rezervă necesară pentru RSF în zona sincronă (3000 MW pentru zona sincronă Europa Continentală) și cota corespunzătoare de RSF pentru fiecare OTS (pentru CNTEE Transelectrica SA această cotă a fost de +/- 63 MW pentru anul 2017); 2) cerințele tehnice minime pentru unitățile/grupurile generatoare furnizoare de RSF; 3) procesul de calificare pentru unitățile/grupurile generatoare furnizoare de RSF; 4) condițiile pe care trebuie să le îndeplinească un furnizor de RSF (inclusiv limitarea cotei de RSF furnizate de fiecare unitate furnizoare de RSF la 5% din capacitatea de rezervă pentru zona sincronă Europa Continentală și Europa de Nord, înlocuirea unităților furnizoare de RSF care devin indisponibile din cauza unei retrageri forțate din exploatare, posibilitatea ca rezervoarele de energie, utilizate de către unitățile furnizoare de RSF sau grupul furnizor de RSF, să fie limitate sau nelimitate).

2. Scopul și măsurile propuse prin proiectul de reglementare

La articolul 156, alin. (9), (10) și (11) din *Regulamentul SOGL*, se prevăd următoarele:

"(9) Pentru zonele sincrone EC și Europa de Nord, fiecare furnizor de RSF se asigură că RSF de la unitățile sale furnizoare de RSF sau de la grupurile sale furnizoare de RSF cu rezervoare de energie cu capacitate limitată sunt accesibile în permanență în stare normală de funcționare. Pentru zonele sincrone EC și Europa de Nord, de la declanșarea stării de alertă și pe toată durata acesteia,

fiecare furnizor de RSF se asigură că unitățile sale furnizoare de RSF sau grupurile sale furnizoare de RSF cu rezervoare de energie cu capacitate limitată sunt capabile să activeze RSF în permanență și pe o durată ce urmează a fi definită potrivit alineatelor (10) și (11). În cazul în care nu se definește o durată potrivit alineatelor (10) și (11), fiecare furnizor de RSF se asigură că unitățile sale furnizoare de RSF sau grupurile sale furnizoare de RSF cu rezervoare de energie cu capacitate limitată sunt capabile să activeze RSF în permanență timp de cel puțin 15 minute sau, în cazul abaterilor de frecvență care sunt mai mici decât o abatere de frecvență care necesită activarea integrală a RSF, pe o durată echivalentă sau pe o durată prevăzută de fiecare OTS, care nu trebuie să depășească intervalul de 15-30 de minute.

(10) Pentru zonele sincrone EC și Europa de Nord, toți OTS trebuie să elaboreze o propunere cu privire la perioada minimă de activare care trebuie asigurată de furnizorii de RSF. Perioada stabilită nu trebuie să depășească intervalul de 15-30 de minute. Propunerea ține cont pe deplin de rezultatele analizei cost-beneficiu efectuate în temeiul alineatului (11).

(11) În termen de 6 luni de la intrarea în vigoare a prezentului regulament, toți OTS din zonele sincrone EC și Europa de Nord propun ipoteze și o metodologie pentru efectuarea unei analize cost-beneficiu în vederea evaluării duratei necesare pentru ca unitățile furnizoare de RSF sau grupurile furnizoare de RSF cu rezervoare de energie cu capacitate limitată să rămână disponibile în starea de alertă. În termen de 12 luni de la aprobarea ipotezelor și a metodologiei de către toate autoritățile de reglementare din zona respectivă, OTS din zonele sincrone EC și Europa de Nord transmit rezultatele analizei cost-beneficiu pe care au efectuat-o către autoritățile de reglementare în cauză, sugerând un interval de 15-30 de minute. Analiza cost-beneficiu ține cont cel puțin de:

- (a) experiențele acumulate cu diverse intervale de timp și cote de tehnologii emergente din diversele blocuri RFP;*
- (b) impactul unei perioade de timp definite asupra costului total al rezervelor RSF în zona sincronă;*
- (c) impactul unei perioade de timp definite asupra riscurilor referitoare la stabilitatea sistemului, în special prin evenimente repetate implicând frecvența;*
- (d) impactul asupra riscurilor referitoare la stabilitatea sistemului și asupra costului total al RSF în cazul creșterii volumului total al RSF;*
- (e) impactul evoluțiilor tehnologice asupra costurilor perioadelor de disponibilitate pentru RSF de la unitățile."*

Dezvoltarea tehnologică privind obținerea energiei electrice din surse de energie primare care au un caracter variabil (cum ar fi energia solară, eoliană, etc.) și integrarea în sistemul energetic a unor unități generatoare care utilizează astfel de surse primare de energie, a condus la următoarea situație: în sistemul electroenergetic interconectat există pe de o parte unități generatoare care utilizează o sursă de energie nelimitată (cum ar fi generatoarele care utilizează pentru obținerea energiei primare gazele naturale, combustibilul nuclear, acumulările hidroenergetice care

înmagazinează un volum mare de apă stocat etc.) și, pe de altă parte, există unități generatoare care au garantată funcționarea doar pe o perioadă de timp limitat, în funcție de capacitatea tehnică de care dispun pentru stocarea energiei primare variabile (eoliene, solare, biogaz etc). În general aceste capacități de stocare sunt reprezentate de: amenajări cu acumulare prin pompare, sisteme de stocare a energiei cu baterii (BESS) sau de alte tehnologii pentru energie limitată (de ex. volanți și supercondensatori). Deoarece în mod constant procentul energiei electrice obținute din surse primare de energie regenerabilă a evoluat în mod crescător în volumul energiei electrice utilizate de către consumatori, iar tendința este ca acest volum să evolueze în continuare ascendent (pentru anul 2020 este solicitat pentru țările Uniunii Europene atingerea unui prag de 24% de energie electrică obținut din surse regenerabile din totalul energiei electrice produse), este necesar ca acest tip de energie să fie utilizat din ce în ce mai mult în toate procesele de operare a sistemului electroenergetic, inclusiv pentru asigurarea rezervelor de stabilizare a frecvenței.

În acest scop *Regulamentul SOGL* prevede la art. 156 alin. (9) faptul că fiecare furnizor de RSF se asigură că unitățile sale furnizoare de RSF sau grupurile sale furnizoare de RSF cu rezervoare de energie cu capacitate limitată (denumite în continuare RSF REL) trebuie să fie capabile să activeze RSF în permanență și pe o durată necesară pentru ca acestea să rămână disponibile în starea de alertă, durată ce urmează a fi determinată conform unei metodologii pentru analiză cost-beneficiu (CBA), elaborată de țările zonelor sincrone Europa Continentală și Europa de Nord, conform art. 156 alin. (11). Mai mult, art. 156 alin. (9) prevede că, în cazul în care nu se definește o durată potrivit articolului 156 alin. (10) și alin. (11) din *Regulamentul SOGL*, fiecare furnizor de RSF REL sunt capabile să activeze complet și în permanență RSF timp de cel puțin 15 minute sau, în cazul abaterilor de frecvență mai mici decât o abatere de frecvență care necesită activarea integrală a RSF, pe o durată echivalentă sau pe o durată prevăzută de fiecare OTS, care nu trebuie să depășească intervalul de 15-30 de minute.

Conform prevederilor art. 18 alin. (2) lit. (c) din *Regulamentul SOGL*, un sistem de transport este în stare de alertă în cazul în care frecvența îndeplinește următoarele criterii: (i) valoarea absolută a abaterii de frecvență a sistemului în regim staționar nu este mai mare decât abaterea maximă de frecvență în regim staționar (200 mHz) și (ii) valoarea absolută a abaterii de frecvență a sistemului în regim staționar a depășit constant 50 % din abaterea maximă de frecvență în regim staționar (100 mHz), pentru o perioadă de timp mai lungă decât perioada de declanșare a stării de alertă (5 min.) sau domeniul de frecvență standard (+/-50 mHz), pentru o perioadă de timp mai lungă decât durata de restabilire a frecvenței (fig.1).

Metodologia ACB pentru RSF face trimitere exclusiv către grupurile furnizoare de RSF cu rezervoare de energie cu capacitate limitată.

Prin scrisoarea nr. 11252/13.03.2018, înregistrată la ANRE cu nr. 19943/14.03.2018, CNTEE Transelectrica a transmis la ANRE *Propunerea tuturor OTS-lor din Europa Continentală și de Nord privind ipotezele și metodologia pentru Analiza Cost-Beneficiu (ACB) în conformitate cu cerințele prevăzute la articolul 156(11) din Regulamentul (UE) al Comisiei 2017/1485 din 2 august 2017 de stabilire a unei linii directe privind operarea sistemului de transport al energiei electrice.*

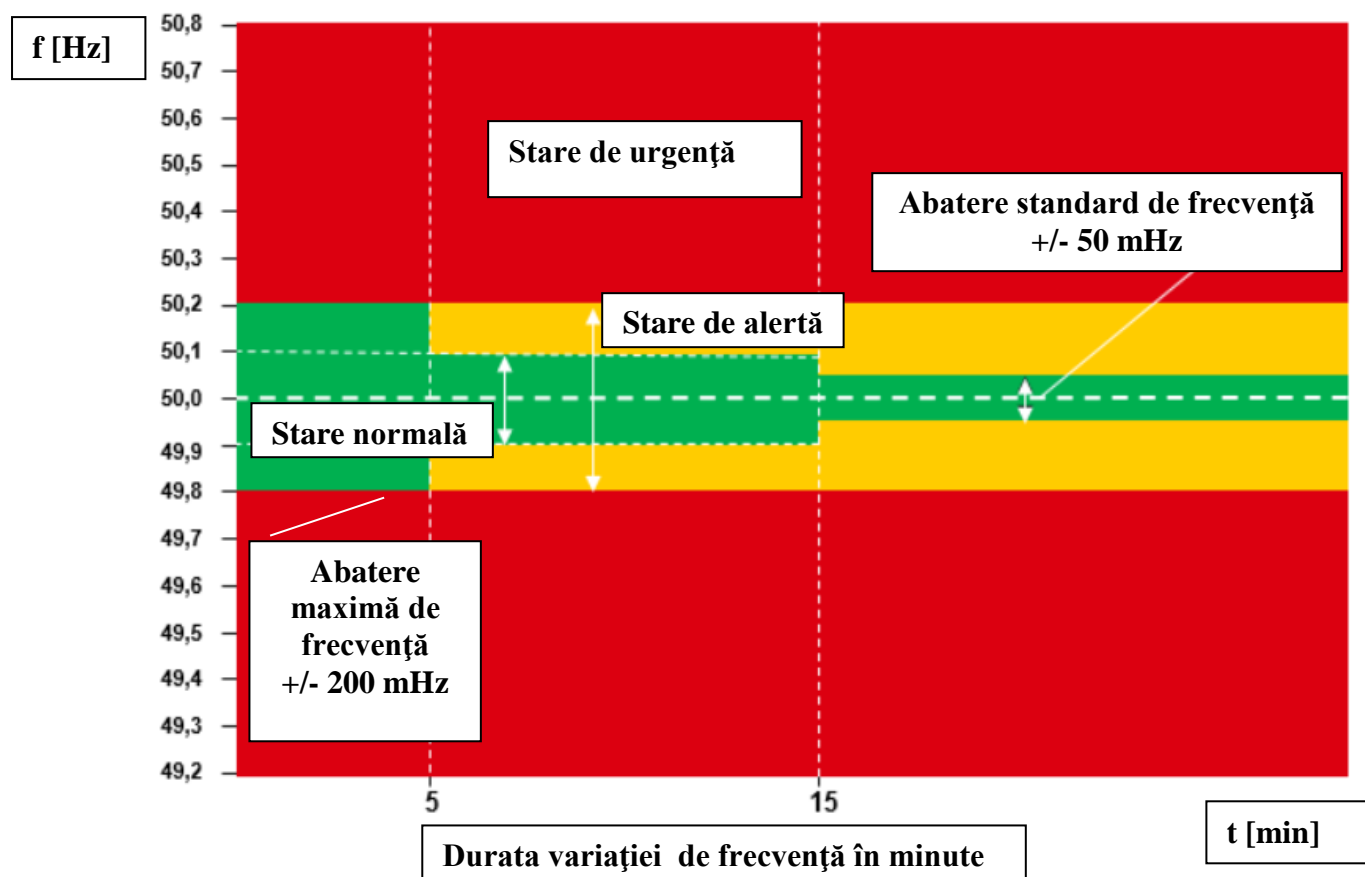


Fig. 1. Starea normală și de alertă a sistemului de transport

Propunerea tuturor OTS din Europa Continentală și de Nord privind metodologia ACB pentru RSF are scopul declarat de a contribui la îndeplinirea obiectivelor generale ale *Regulamentului SOGL* privind asigurarea siguranței în funcționare prin definirea unor durate adecvate pentru activarea integrală a RSF în starea de alertă, luând în considerare costurile și beneficiile duratei definite, în beneficiul tuturor participanților la piață și al consumatorilor finali de energie electrică.

Prezenta metodologie ACB prevede analiza diferitelor scenarii referitoare la cota unităților generatoare sau grupurilor furnizoare de RSF cu rezervoare de energie cu capacitate limitată (denumită cota REL) în mixul de furnizare de RSF. Obiectivul prezentei metodologii ACB este evaluarea costurilor sistemului asociate diferitelor durate minime în care REL trebuie să furnizeze RSF (**T_{min} REL**), ținând cont de impactul acestora asupra riscului privind stabilitatea sistemului electroenergetic din zonele sincrone Europa Continentală și Europa de Nord.

Cu cât $T_{min\ REL}$ scade, cu atât crește posibilitatea ca REL să se poată epuiza mai repede ca urmare a unei anumite combinații de retrageri din exploatare și abateri de frecvență deterministe (abaterile de frecvență deterministe sunt cauzate, de exemplu, de efectele induse de piață ca urmare a diferențelor de putere dintre variația continuă a consumului și variația discontinuă/treptată a producției de energie electrică în conformitate cu calendarul rezultat din piață).

Din motive de siguranță în funcționare a sistemului electroenergetic, se presupune că o epuizare a REL poate fi acceptabilă doar dacă nu are niciodată drept rezultat depășiri ale abaterii maxime de frecvență în regim staționar ($\pm 200\text{mHz}$).

În cazul în care apare o epuizare a REL, RSF furnizată de REL dispare. Această RSF REL trebuie să fie înlocuită prin RSF de la furnizori convenționali (non-REL). Furnizorii convenționali trebuie să dispună de RSF suficientă și încă neactivată pentru a înlocui cantitatea de RSF activată de REL și epuizată.

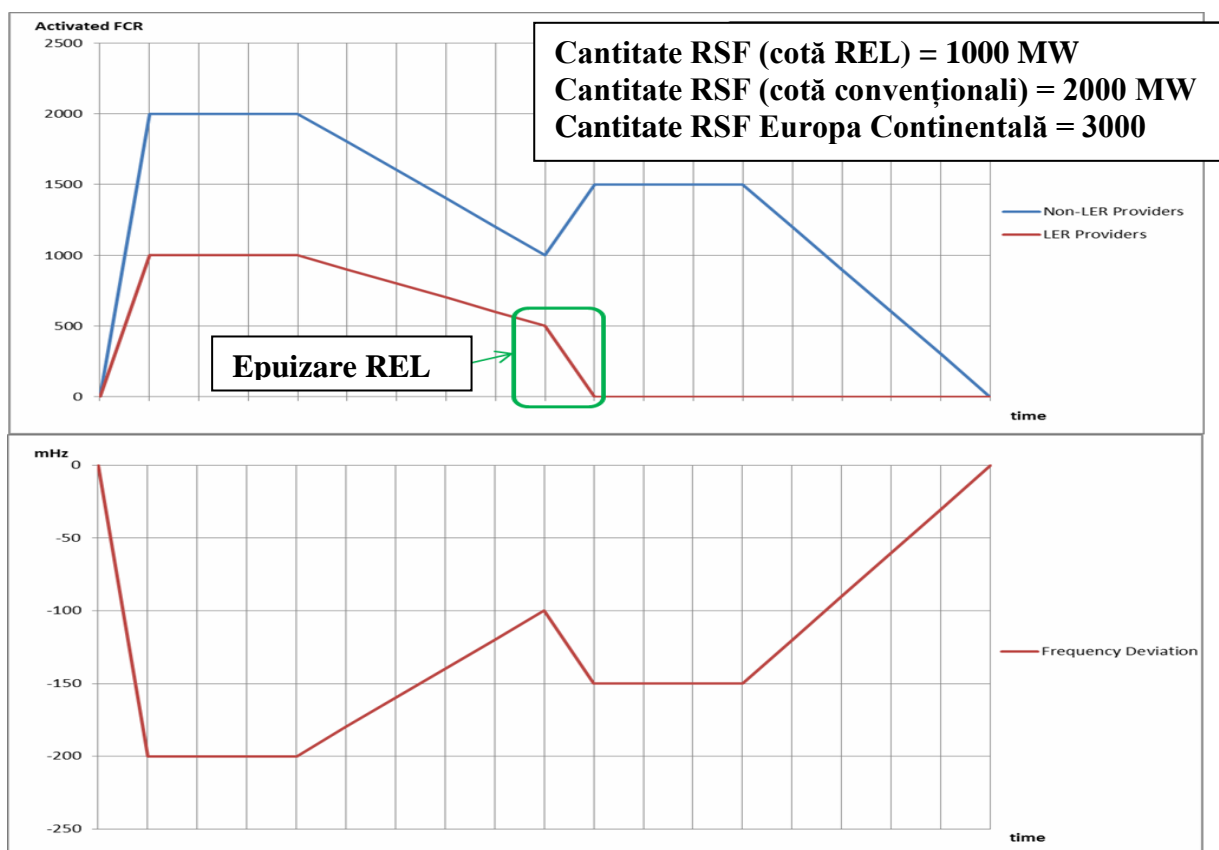


Fig. 2: Situație acceptabilă – REL epuizată poate fi înlocuită prin furnizori convenționali

În fig. 2 se prezintă o situație în care epuizarea REL este acceptabilă deoarece nu pune în pericol stabilitatea sistemului electroenergetic. Cazul descris presupune existența a 1000 MW de RSF REL și a 2000 MW de RSF neconvenționali. Activarea completă a RSF apare ca urmare a unui dezechilibru de putere, care are drept consecință depășirea variațiilor de frecvență aferente abaterii maxime de frecvență în regim staționar (200 mHz în EC). În exemplul prezentat, la momentul

epuizării REL, REL furniza 500 MW de RSF. Această contribuție de 500 MW poate fi înlocuită prin RSF obținută de la furnizori convenționali întrucât aceste rezerve non REL nu sunt depășite cantitativ. RSF convențională totală este 2000 MW, dintre care doar 1000 MW au fost activați înaintea epuizării REL.

În fig. 3 se prezintă o situație în care epuizarea REL conduce la scăderea inacceptabilă a frecvenței. În cazul descris există 1600 MW de RSF REL și 1400 MW de RSF convențională (non-REL). După activarea completă a RSF și o restabilire parțială a abaterii de frecvență datorită rezervelor de restabilire a frecvenței activate automat (RRF- denumită și rezerva secundară), apare epuizarea REL. La momentul epuizării, REL furniza 960 MW de RSF în timp ce furnizorii de RSF convențională asigurau 840 MW de RSF. Cei 960 MW de REL epuizați nu mai pot fi înlocuiți de RSF convențională, deoarece cantitatea de RSF disponibilă (560 MW) nu permite furnizarea cantității necesare de 960 MW.

Dezechilibrul de putere cauzat de epuizarea REL nu poate fi acoperit prin RSF neconvențională. În consecință, abaterea de frecvență nu poate fi stabilizată și frecvența începe să scadă (scădere limitată parțial doar prin activarea RRF).

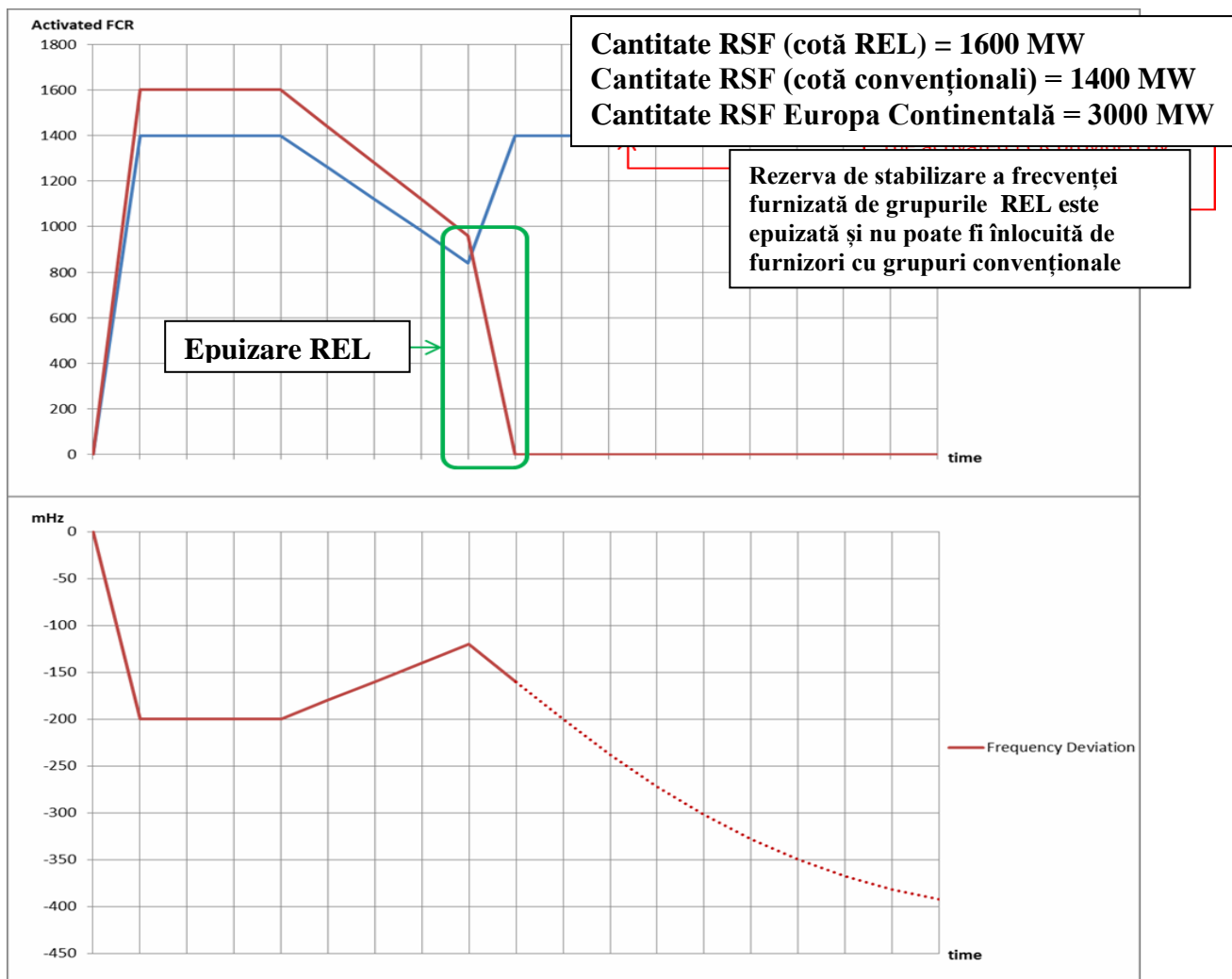


Fig.3 Situație neacceptabilă – REL epuizată nu poate fi înlocuită prin furnizori convenționali

În cadrul metodologiei CBA sunt descrise:

A) Modelul pentru simularea probabilistică a frecvenței

Modelul de simulare de tip probabilistic este capabil să calculeze cantitatea minimă de RSF necesară pentru menținerea frecvenței în regim staționar în intervalul de abatere maximă a frecvenței în regim staționar. Modelul de simulare a frecvenței este instrumentul principal pentru analiza efectelor REL asupra frecvenței comparativ cu condițiile reale de funcționare pentru reglajul frecvență-putere și rezerve.

Următoarele surse de variații de frecvență reprezintă date de intrare pentru modelul de simulare de tip probabilistic:

- **abateri de frecvență deterministe.** OTS țin cont de dezechilibrele induse de piață, analizează tendința istorică a frecvenței din fiecare zonă sincronă pe parcursul mai multor ani, și apoi determină statistic tendințele și amplitudinile tipice acestor abateri de frecvență pentru a le utiliza ca date de intrare în modelul de simulare de tip probabilistic.
- **abateri de frecvență de lungă durată** – frecvența rămâne în jurul domeniului de frecvență standard pentru o perioadă de timp prelungită fără declanșarea stării de alertă. Analiza acestui tip de abateri trebuie să determine: numărul acestor evenimente, durata tipică, o tendință reprezentativă a abaterii de frecvență, momentul tipic de apariție, dacă acesta este scos în evidență de analiza statistică.
- **retragerile din exploatare ale elementelor de rețea relevante.** OTS definesc o listă a tuturor elementelor de rețea ale căror retrageri din exploatare conduc la pierderi relevante de consum sau producție și la activarea grupurilor RSF (REL și non REL). Retragerile din exploatare ale elementelor de rețea care trebuie studiate sunt cel puțin următoarele: declanșarea centralelor electrice, declanșările la nivel de bară colectoare și declanșarea stațiilor electrice (considerate critice pentru stabilitatea sistemului). Pentru fiecare retragere din exploatare se definește probabilitatea apariției unui eveniment care conduce la variația frecvenței necesare utilizării RSF.

B) Metoda Monte Carlo

Metoda probabilistică poate fi implementată utilizând algoritmul Monte Carlo care utilizează variabile aleatorii și efectuează simulări pentru un număr mare de ani (se recomandă aplicarea pentru ultimii 10-15 ani). Rezultatul metodei Monte Carlo constă în determinarea probabilității de apariție a contingențelor. Fluxul variabilelor utilizat de algoritmul Monte Carlo este redat în fig. 4.

Pentru a testa efectele REL cel puțin în câteva dintre aceste posibile secvențe de evenimente, este necesară simularea celor mai importante avarii reale ale sistemelor electroenergetice interconectate, petrecute în ultimii 10-15 ani în zona sincronă respectivă. Pentru Europa Continentală, se va simula inclusiv colapsul sistemului electroenergetic din data de 4 noiembrie 2006 (în Nordul Germaniei) și colapsul din 28 septembrie 2003 produs în Italia (urmărind efectele asupra restului sistemului).

Procesul se repetă iterativ pentru a simula condiția operațională posibilă cea mai permisivă pentru utilizarea REL. Numărul de simulări trebuie să fie suficient de mare pentru a atinge rezultate semnificative din punct de vedere statistic. Fiecare simulare reprezintă o situație posibilă a sistemului pe parcursul unui an. Dezechilibrul de putere datorat retragerilor din exploatare a grupurilor este calculat pornind de la lista posibilelor contingențe, care au stabilită propria probabilitate de apariție. Retragerile din exploatare se vor genera în mod aleatoriu, luând în considerare rata de indisponibilitate reală a fiecărui element de pe lista de contingențe.

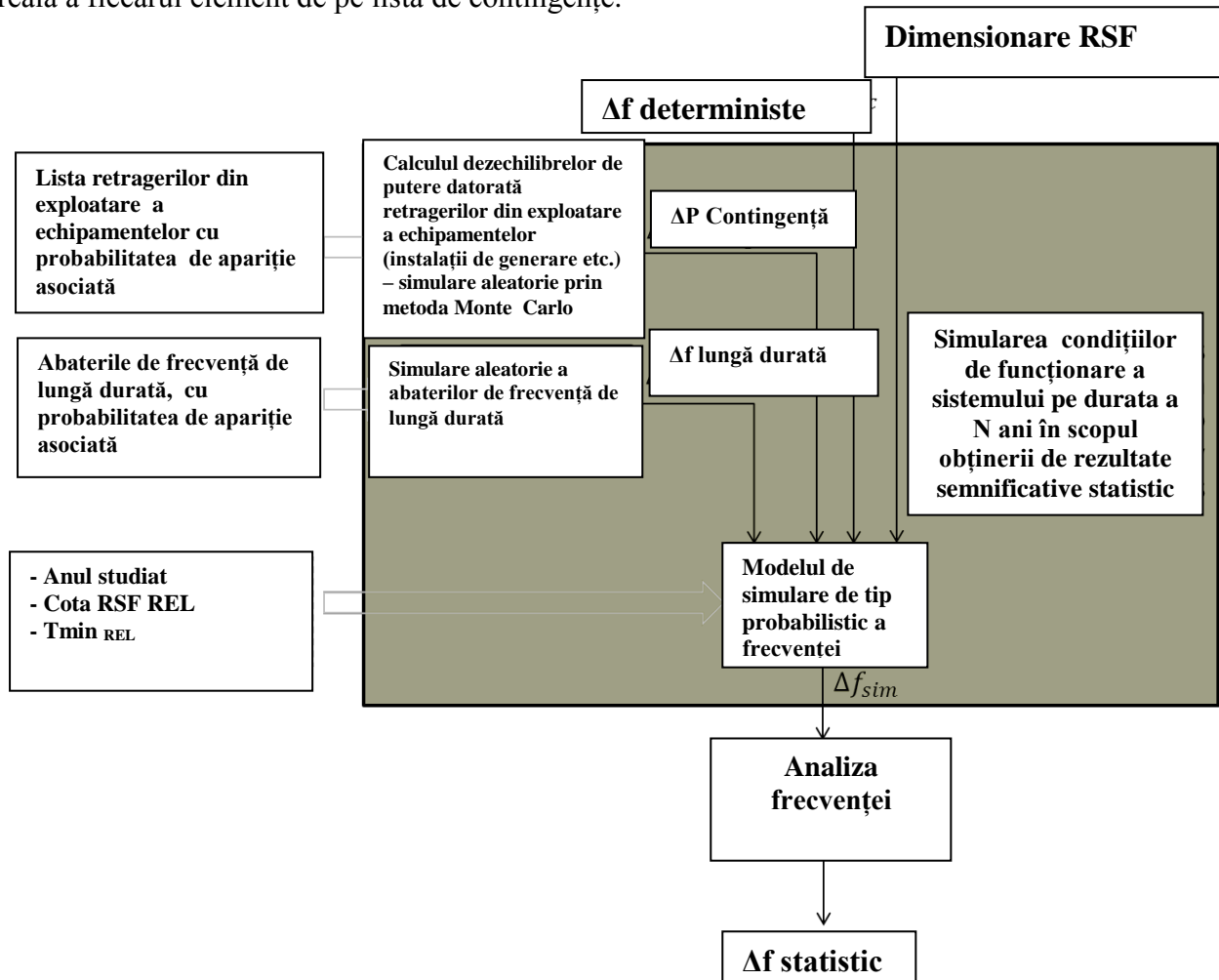


Fig. 4 Schema fluxului variabilelor utilizate de algoritmul Monte Carlo

C) Evaluarea costului RSF

Cantitatea minimă de RSF REL necesară pentru menținerea frecvenței, cu abaterea maximă de frecvență în regim staționar, calculată prin modelul de simulare de tip probabilistic, este utilizată în vederea evaluării costului RSF, asociat fiecărui scenariu, prin intermediul unei curbe de cost RSF.

Toate OTS dintr-o zonă sincronă definesc o curbă de cost RSF, care include atât furnizorii de RSF de tip REL, cât și pe cei non-REL. Costul RSF pentru furnizorii de RSF convențională este calculat cel puțin prin compararea costului marginal al furnizorului RSF cu prețul marginal al energiei din zona de ofertare. Comparăția permite estimarea costului pentru rezervarea capacității pentru furnizarea de RSF. Costul RSF pentru REL ce urmează a fi instalate în viitor se calculează ținând cont de: valoarea

investiției, cheltuielile operaționale și costurile de oportunitate (dacă există, sunt reprezentate de costurile necesare procesului de calificare). Costul RSF pentru REL existente se calculează ținând cont de: cheltuielile operaționale și de costurile de oportunitate (dacă există).

D) Scenariile de simulare

Setul de scenarii pentru simulare include toate combinațiile dintre următoarele ipoteze:

- a. **Durata.** Pentru evaluarea soluției optime în ceea ce privește perioada minimă de activare (cuprinsă între 15 și 30 de minute), intervalul soluțiilor posibile trebuie să fie analizat adoptând un pas (discretizare) optim. La implementarea propunerii privind metodologia ACB pentru RSF, OTS țin cont de un pas de 5 minute, astfel că se evaluează rezultatele care iau în considerare **Durate** de 15, 20, 25 și 30 de minute.
- b. **Cota REL.** Cota REL reprezintă procentul de REL din totalul furnizorilor de RSF(REL și non-REL). Aceasta cotă poate fi influențată de costurile efective pentru REL dar și de alți factori, cum ar fi existența unei achiziții de RSF din piață, sau alte influențe tehnice și normative asupra procesului de punere în funcțiune a REL. Din acest motiv se analizează diferite **Cote REL** în mixul de furnizare de RSF în intervalul 10-100 %, cu discretizare de 10 %.

Pentru fiecare durată și pentru toate cotele REL diferite posibile, se analizează stabilitatea sistemului energetic în timpul celor mai relevante evenimente reale privind frecvența în prezența REL, rezultând un set de combinații care vor fi trecute în Tabelul 1.

| | | Cota REL în total furnizori de RSF | | | | | | | | | |
|--------------------------------|--------|------------------------------------|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|-----|------|
| | | 10% | 20% | 30% | 40% | 50% | 60% | 70% | 80% | 90% | 100% |
| T_{min} REL | 15 min | D/N | D/N | D/N | D/N | D/N | D/N | D/N | D/N | D/N | D/N |
| | 20 min | D/N | D/N | D/N | D/N | D/N | D/N | D/N | D/N | D/N | D/N |
| | 25 min | D/N | D/N | D/N | D/N | D/N | D/N | D/N | D/N | D/N | D/N |
| | 30 min | D/N | D/N | D/N | D/N | D/N | D/N | D/N | D/N | D/N | D/N |

Tabelul 1: Evaluarea stabilității sistemului energetic în timpul celor mai relevante evenimente reale privind frecvența, în cazul diferitelor combinații de cotă REL și T_{min} REL

Evaluarea se realizează testând sistemul cu REL în aceleași condiții de frecvență care au apărut în trecut. Cu alte cuvinte, avariile reale din sistem se simulează ținând cont de prezența REL și evaluând modul în care eventuala epuizare a energiei REL afectează variația frecvenței și implicit stabilitatea sistemului electroenergetic din zona sincronă. Interiorul Tabelului 1 se completează cu rezultatele analizei, respectiv admiterea sau respingerea combinației (Da/Nu).

Datele reale privind frecvența, înregistrate în timpul evenimentelor, se utilizează drept date de intrare pentru modelul de simulare descris anterior; se verifică dacă REL este epuizată în timpul

avariei analizate a sistemului electroenergetic și dacă această epuizare reprezintă cauza unei agravări ulterioare a stabilității sistemului electroenergetic.

E) Ipotezele metodologiei ACB

- 1) Modelul de simulare de tip probabilistic, procesul de simulare Monte Carlo și modelul de simulare dinamic se raportează la o întreagă zonă sincronă.
- 2) Modelul de simulare dinamic simulează procesul de reglaj frecvență-putere (PRF) cu un singur regulator pentru PRF, fără limitarea RRF.
- 3) Modelul de simulare dinamic poate ignora întregul proces de reglaj de frecvență-putere transfrontalier.
- 4) Modelul de simulare dinamic poate ignora atât inerția sistemului, cât și dinamica de punere în folosință a procesului de stabilizare a frecvenței (PSF).
- 5) Modelul de simulare dinamic simulează cel puțin dinamica de punere în folosință a PRF, staturismul sistemului și autoreglajul consumului.
- 6) În cazul în care o depășire continuă a domeniului de frecvență standard conduce la apariția unei stări de alertă a sistemului de transport al energiei electrice, energia activată și energia rămasă în rezervor sunt calculate începând cu prima depășire a limitelor domeniului de frecvență standard.
- 7) Când se atinge disponibilitatea completă a rezervorului, nivelul de energie va fi considerat egal cu jumătatea capacității de energie echivalentă din rezervor.

3. Impactul preconizat al proiectului de reglementare

Propunerea tuturor OTS din Europa Continentală și de Nord privind ipotezele și metodologia pentru Analiza Cost-Beneficiu (ACB) contribuie la procesul de implementare al prevederilor art. 156 alin. (11) din *Regulamentul SOGL*.

În România nu există în prezent furnizori de rezervă pentru stabilizarea frecvenței (reglaj primar) cu grupuri generatoare cu rezervoare de energie cu capacitate limitată de tipul celor menționate (baterii de stocare a energiei, supercondensatori, roți volante, generatoare pe biogaz etc), care să fie supuse prevederilor metodologiei prezentate. Rezerva de stabilizare a frecvenței (rezerva pentru reglaj primar) nu este achiziționată contra cost în prezent, la nivel național. Metodologia ACB în acest moment nu are nici un impact asupra sistemului electroenergetic din România și asupra producătorilor de energie.

Pe viitor, o dată cu implementarea la nivel național a plății achiziției pentru rezervele de reglaj primar și a furnizării acestui tip de serviciu tehnologic de către unități generatoare cu rezervoare de energie de capacitate limitate, impactul asupra producătorilor de energie din România va fi unul pozitiv deoarece și furnizorii REL cât și cei convenționali vor fi încurajați să asigure un serviciu tehnologic de sistem necesar.

4. Consultările efectuate în vederea elaborării proiectului de reglementare

*Propunerea tuturor OTS-ilor din Europa Continentală și de Nord privind ipotezele și metodologia pentru Analiza Cost-Beneficiu (ACB) în conformitate cu cerințele prevăzute la articolul 156(11) din Regulamentul (UE) al Comisiei 2017/1485 din 2 august 2017 de stabilire a unei linii directe privind operarea sistemului de transport al energiei electrice a fost supusă procesului de consultare publică pe pagina de internet a ENTSO-E, în perioada 10 ianuarie 2017 – 18 februarie 2018. După terminarea procesului de consultare publică, OTS au implementat *parțial* observațiile și propunerile primite de la părțile interesate, documentul rezultat fiind transmis spre aprobare tuturor autorităților de reglementare din cadrul Uniunii Europene, conform prevederilor *Regulamentului SOGL*.*

Propunerea propusă dezbaterii publice face parte din categoria documentelor pentru care, în conformitate cu prevederile art. 6 alin. (7) din *Regulamentul SOGL*, toate autoritățile de reglementare din cadrul Uniunii Europene trebuie să se consulte, să coopereze și să se coordoneze în scopul ajungerii la un acord în ceea ce privește aprobarea, în termen de 6 luni de la primirea acesteia de către autoritatea de reglementare sau, după caz, de către ultima autoritate de reglementare în cauză.