

TRACTEBEL ENGINEERING S.A.

Alexandru Constantinescu, 6 – 011 473 București - ROMANIA
tel. +40 31 2248 101 - fax +40 31 2248 201
engineering-ro@tractebel.engie.com
tractebel-engie.com

STUDIU DE SISTEM



Contract: C214/01.11.2017

Departament: **Consultanță în Energie**

Cod proiect: **P.011699**

CONFIDENȚIAL

Client : CNTEE TRANSELECTRICA S.A.

Proiect : STUDIU DE ADECVANȚĂ A SEN PE TERMEN MEDIU ȘI LUNG. DETERMINAREA CAPACITĂȚII ȘI STRUCTURII DE PRODUCȚIE NECESARE – VERSIUNEA CONSOLIDATĂ

Subiect : **Adecvanța SEN 2020 - 2025**

Observații : AVF 690 / 27.09.2018

Definiții și abrevieri

Termenii utilizați în acest document au următoarele semnificații:

Termen	Semnificație
Adecvanță	Capacitatea sistemului electroenergetic de a satisface în permanență cererile de putere și energie ale consumatorilor, luând în considerare ieșirile din funcțiune ale elementelor sistemului, atât cele programate cât și cele rezonabil de așteptat a se produce neprogramat
Avarie (Incident)	Eveniment accidental care apare în instalațiile de producere a energiei electrice, în rețelele de transport și de distribuție a energiei electrice cu tensiunile de peste 1 kV, care se manifestă prin modificarea stării anterioare a ansamblurilor funcționale, prin abateri ale parametrilor funcționali ai acestora în afara limitelor prevăzute prin reglementări sau contracte sau prin reduceri ale puterii electrice produse pe centrală sau pe grupuri, indiferent de efectul evenimentului asupra consumatorilor și indiferent de momentul în care se produce.
Capacitatea de transport a RET	Valoarea maximă a puterii aparente care poate fi vehiculată prin RET în condiții de siguranță și stabilitate în funcționare și cu respectarea limitelor normate ale parametrilor tehnici de calitate.
Congestii (restricții de rețea)	Situațiile de funcționare în care transportul energiei între două noduri sau zone de sistem conduce la nerespectarea parametrilor de siguranță în funcționare a SEN, fiind necesară abaterea de la ordinea de merit a grupurilor dispecerizabile.
Durata medie de întrerupere	Timpul mediu al întreruperii alimentării cu energie electrică calculat pe o bază multianuală.
Grup (generator)	Ansamblu de mașini rotative destinat să transforme energia de altă formă în energie electrică.
Grup dispecerizabil	Grup generator care poate fi programat pe piața angro și a cărui putere se încadrează în următoarele categorii: - grupuri generatoare hidroenergetice cu putere mai mare de 10 MW, - grupuri generatoare termoeenergetice cu putere mai mare de 20 MW.
Norme	Standarde, coduri, regulamente, reglementări, instrucțiuni, prescripții energetice, hotărâri, alte acte legislative, contracte sau alte documente oficiale.
Operator de Transport și de Sistem	Persoană juridică, titulară de licență pentru transportul energiei electrice și servicii de sistem.
Producător (de energie electrică)	Persoană fizică sau juridică, titulară de licență, având ca specific activitatea de producere a energiei electrice, inclusiv în cogenerare.
Putere disponibilă	Puterea activă maximă brută, de durată, pe care un grup generator o poate da, cu respectarea condițiilor de siguranță mecanică și electrică.
Putere instalată	Puterea activă nominală indicată în documentația tehnică a fabricii constructoare, care este înscrisă pe plăcuța indicatoare sau care este indicată de fabricant.
Putere netă	Puterea activă pe care un grup o poate injecta în rețeaua electrică. Se obține prin scăderea din puterea disponibilă a consumului necesar pentru serviciile proprii ale grupului.
Reglaj primar (reglajul frecvenței, reglajul primar al frecvenței)	Reglarea automată și rapidă (timp < 30 sec) a puterii active a grupurilor generatoare sub acțiunea reglatoarelor de viteză proprii, în scopul menținerii echilibrului dintre producție și consum la o frecvență apropiată de valoarea de consemn, asigurând securitatea rețelei pe principiul solidarității partenerilor de producție.
Reglaj secundar (reglajul frecvență-putere)	Reglarea automată și centralizată a puterii active a unor grupuri generatoare desemnate, în scopul readucerii frecvenței și soldului SEN la valorile de consemn în cel mult 15 minute.
Rețea (electrică)	Ansamblu de linii, inclusiv elementele de susținere și de protecție a acestora, stațiile electrice și alte echipamente electroenergetice conectate între ele. Rețeaua electrică poate fi rețea de transport sau rețea de distribuție.
Rețea electrică de distribuție	Rețea electrică cu tensiunea de linie nominală până la 110 kV inclusiv.

Termen	Semnificație
Rezervă de reglaj primar	Rezerva de putere care, la abaterea frecvenței de la valoarea de consemn, poate fi mobilizată automat în 30 secunde și poate rămâne în funcțiune pe durată de minimum 15 minute.
Rezervă de reglaj secundar	Rezerva de putere care, la abaterea frecvenței și/sau soldului SEN de la valoarea de consemn, poate fi mobilizată automat într-un interval de maximum 15 minute.
Rezervă terțiară lentă	Rezerva de putere asigurată de grupuri generatoare care au timp de pornire și preluare a sarcinii mai mic de 7 ore.
Rezervă terțiară rapidă	Rezerva de putere asigurată de grupuri generatoare care sunt calificate pentru a realiza încărcarea sarcinii în maximum 15 minute.
Serviciul de sistem	Serviciul asigurat pentru menținerea nivelului de siguranță în funcționare a SEN, precum și a calității energiei electrice conform normelor în vigoare.
Siguranța în funcționare a SEN	Performanța sistemului electroenergetic de a asigura livrarea energiei electrice la consumatori în limitele normelor acceptate și în cantitatea dorită. Siguranța la nivelul transportului poate fi cuantificată prin frecvența, durata, probabilitatea și magnitudinea unor efecte negative asupra furnizării / transportului / producției energiei electrice. Siguranța SEN poate fi caracterizată luând în considerare două aspecte de bază și de funcționalitate ale unui sistem electroenergetic: -adecvanța și -securitatea
Securitatea SEN	Capacitatea SEN de a face față unor perturbații bruște cum ar fi scurtcircuitul sau pierderii neprevăzute ale unor elemente ale sistemului.
Sistem electroenergetic	Ansamblul instalațiilor electroenergetice interconectate, prin care se realizează producerea, transportul, conducerea operațională, distribuția, furnizarea și utilizarea energiei electrice.
Sistem electroenergetic național - SEN	Sistemul electroenergetic situat pe teritoriul național. SEN constituie infrastructura de bază utilizată în comun de participanții la piața de energie electrică.
Vârf de consum (vârf de sarcină)	Valoare maximă a sarcinii înregistrată într-o perioadă de timp.
Zonă (de sistem)	Parte semnificativă a unui sistem electroenergetic formată dintr-un ansamblu de linii și stații electrice grupate în concordanță cu un criteriu stabilit (administrativ, geografic, operațional ș.a.)

GLOSAR DE TERMENI

Acronim	Definiție
aFRR	Automatic Frequency Restoration Reserve - Rezerva de Reglaj a Frecvenței cu Acționare Automată - Reglaj Secundar (RS)
ANRE	Agenția Națională de Reglementare în domeniul Energiei
ANR	Agenția Națională de Reglementare
AAC	Capacitate de Transport deja Alocată (Total Capacity Already Allocated)
ACB	Analiza Cost Beneficiu
ATC	Capacitate de Transport Disponibilă (Available Transport Capacity)
BESS	Battery Energy Storage System – Sistem de Stocare a Energiei cu Baterii
BRP	Balance Responsible Party – PRE – Parte responsabilă cu echilibrarea
CACM	Capacity Allocation & Congestion Management – Alocarea Capacităților și Gestionarea Congestiilor
CCCC	Centrală Electrică cu Ciclu Combinat
CCR	Capacity Calculation Region
CE	Comisia Europeană
CE	Continental Europe
CEE	Centrală Electrică Eoliană
CEF	Centrală Electrică Fotovoltaică
CET	Centrală Electrică de Termoficare
CR	Rezerva de capacitate (Capacity Reserve)
CNE	Centrală Nucleară Electrică
CS	Caiet de Sarcini
CTE	Centrală Termoelectrică
CTES	Consiliul Tehnico-Economic și Științific
DSM	Reglajul consumului
DSR	Consumatori comandabili
DTDR	Direcția Tehnică și Dezvoltare Rețea
EENS	Energia care se așteaptă a nu fi livrată (Expected Energy Not Supplied)
EN	Energie Nelivrată
EFC	Capacitatea fermă echivalentă (Equivalent Firm Capacity)
EMN	Regimul Eolian Minim
EMX	Regimul Eolian Maxim
ENS	Energy Not Supplied - Energia Nelivrată
ELCC	Effective Load Carrying Capability – Capacitatea Efectivă de Menținere a Sarcinii

Acronim	Definiție
ENTSO-E	Grupul operatorilor de transport și sistem europeni – electricitate (European National Transmission and System Operators – Electricity)
EPRS	European Parliament Research Service – Serviciu de Cercetare al Parlamentului European
EU ETS	EU Emissions Trading
FCR	Frequency Containment Reserve – Rezerva de Reglaj Primar (RP)
FRR	Frequency Restoration Reserves – Rezerva de Reglaj Secundar (RS)
FRP	Frequency Restoration Process
FSE	Furnizor de Servicii de Echilibrare
FRCE	Frequency Restoration Control Error
GA	Adecvanța Generării (Generation Adequacy)
GB	Great Britain
GNV	Golul de Noapte Vara
GT	Gas Turbine – Turbină cu Gaz
HMN	Regimul Hidrologic Minim
HMX	Regimul Hidrologic Maxim
HVDC	High Voltage Direct Current – Legătură de înaltă Tensiune în Curent Continuu
IRE	Ireland
IGCC	International Grid Control Cooperation
IT	Înaltă tensiune
LFCR NC	Load Frequency Control and Reserves Network Code – Codul Rețelei Controlul Frecvenței și al Rezervelor
LFC	Load Frequency Control – Control Frecvență – Putere
LEA	Linie Electrică Aeriană
LIBRA	Platformă Unică de Tranzacționare
LO	Supraîncărcarea Liniilor (Line Overload)
LOI	Lipsa de Interconexiune (Lack of Interconnection)
LOP	Lipsa Capacității de Generare (Lack of Power)
LOEE	Pierderea de energie așteptată (Loss of Energy Expectation)
LOLE	Pierderea de consum așteptată (Loss of Load Expectancy)
LOLP	Probabilitatea pierderii consumului (Loss of Load Probability)
MARI	Manually Activated Reserves Initiative
mFRR	Manual Frequency Restoration Reserve – Rezerva de Reglaj a Frecvenței cu Acționare Manuală – Reglaj Terțiar Rapid (RTR)
MHC	Micro-hidrocentrală

Acronim	Definiție
MNT	Regimul de Minim Termic
MXT	Regimul de Maxim Termic
NC RfG	Requirements for Generators Network Code
NE	Northern Europe
NTC	Net Transfer Capacity – Capacitate de Interconexiune Netă
OD	Operator Distribuție
OPE	Operatorul Pieței de Echilibrare
OPT	Scenariul Optimist
OS	Obiectiv Specific
OSD	Operator Sistem de Distribuție
OTS	Operator de Transport și Sistem
PCCB	Piața Centralizată a Contractelor Bilaterale
PC-OTC	Piața Centralizată cu Negociere Dublă Continuă a Contractelor Bilaterale de Energie Electrică
PECD	Pan-European Climate Database
PEMMDB	Pan-European Market Database
PE	Parlamentul European Piața de Echilibrare
PES	Scenariul Pesimist
PIP	Prețul de Închidere a Pieței
PIF	Punere în Funcțiune
PI	Piața Intrazilnică
PICASSO	Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation
PNS	Power Not Supplied
PZU	Piața pentru Ziua Următoare
RAN	Regimul Rest An
RED	Rețeaua Electrică de Distribuție
REF	Scenariul de Referință
RES	Renewable Energy Sources – Surse de Energie Regenerabile
RET	Rețeaua Electrică de Transport
RMB	Regimul Mediu de Bază
RP	Reglaj Primar
RR	Replacement Reserves
RS	Reglaj Secundar
RTL	Reglaj Terțiar Lent
RTR	Reglaj Terțiar Rapid
SAIDI	Durata medie a intreruperilor (System Average Interruption Duration Index)

Acronim	Definiție
SAIFI	Frecvența medie a intreruperilor (System Average Interruption Frequency Index)
SCANNER	Software de calcul indicatori de adecvanță / modelare RET, RED - proprietate Tractebel Engineering Belgia
SEN	Sistem Electroenergetic Național
SER	Surse de energie regenerabile
SEW	Social and Economic Welfare - Bunăstare Socio-Economică
SEERMAP	South East Europe Electricity Roadmap
SMN	Regimul Solar Minim
SMX	Regimul Solar Maxim
SoS	Security of Supply - Securitatea Furnizării
ST	Steam Turbine – Turbină cu Abur
STS	Servicii tehnologice de sistem
TA	Adecvanța Transportului (Transmission Adequacy)
TF	Grup(uri) de lucru (Task Force)
TERRE	Trans-European Replacement Reserves Exchange
TMI	Timpul Mediu de Intrerupere
TRAFO	Transformator electric
TYNDP	Ten-year Network Development Plan – Planul de Dezvoltare al Rețelei pe Zece ani
TSO	Transmission System Operator - Operator de Transport și Sistem
U.C.T.E.	Uniunea pentru Coordonarea Transportului Energiei Electrice (actual ENTSO-E)
UD	Unitate Dispecerizabilă
UE	Uniunea Europeană
UM	Unitate de Masură
UNO - DEN	Unitatea operațională a Dispecerului Energetic Național
VOLL	Value of Lost Load - Valoarea Pierderii de Sarcină
VDV	Vârful de Dimineață Vara
VSI	Vârful de Seară Iarna

1. REZUMAT

1.1. Scopul studiului

Scopul prezentului studiu este de a prezenta situația actuală a SEN din punctul de vedere al surselor de producere a energiei (dispecerizabile și nedispecerizabile) și al rezervelor de reglaj disponibile, de a stabili nivelul adecvanței SEN pe termen mediu și lung, de a descrie cadrul legislativ comunitar privind evaluarea adecvanței sistemelor electroenergetice și de a formula o metodologie de dimensionare a rezervelor de putere activă pentru asigurarea STS.

Prima etapă a studiului acoperă primul obiectiv specific formulat în Caietul de sarcini, și anume evaluarea situației actuale a capacității instalate și a puterii disponibile în SEN, precum și analiza legislației aplicabile privind adecvanța SEN.

În etapele II, III și IV, studiul a analizat nivelul de adecvanță SEN la două momente viitoare: etapa 2020 și etapa 2025, fiind analizate un scenariu de referință (2020, 2025), respectiv un scenariu conservator (2025). A fost realizat calculul indicatorilor de adecvanță la nivelul SEN, prin utilizarea ca instrumente de lucru a două modele probabilistice de simulare:

- Modelul parametric – bazat pe 12 regimuri specifice de funcționare anuală, stabilește indicatorii de adecvanță ai generării;
- Modelul Scanner – dezvoltat de Tractebel Belgia, stabilește indicatorii de adecvanță asociați atât structurii generării cât și RET.

Instrumentele de lucru utilizează metoda Monte-Carlo pentru simularea funcționării SEN prin modelare probabilistică a consumului, soldului, încărcării/ opririlor neplanificate ale grupurilor generatoare/elementelor de rețea de transport (vezi tabelul următor).

Tabel 1-1 Analiza comparativă a componentelor modelelor parametric/Scanner

Tip date de intrare / model	Model parametric	Model Scanner™
Consum (sarcină)	Monte-Carlo	Conform prognozei pentru etapa 2020 transmisă de Beneficiar
Sold (import – export)	Monte-Carlo	
Încărcare / putere produsă grupuri generatoare		
Termo	Monte-Carlo	Monte-Carlo
Hidro	Monte-Carlo	Monte-Carlo
Nuclear	Monte-Carlo	Monte-Carlo
Eolian	Monte-Carlo	Monte-Carlo
Solar	Monte-Carlo	Monte-Carlo

Tip date de intrare / model	Model parametric	Model Scanner™
Biomasă	Monte-Carlo	Monte-Carlo
Opriri neplanificate grupuri generatoare/elemente de rețea (Scanner™)		
Termo	Monte-Carlo	Monte-Carlo
Hidro	Monte-Carlo	Monte-Carlo
Nuclear	Monte-Carlo	Monte-Carlo
Eolian	Monte-Carlo	Monte-Carlo
Solar	Monte-Carlo	Monte-Carlo
Biomasă	Monte-Carlo	Monte-Carlo
LEA IT (400/220 kV)	-	Monte-Carlo
TRAFO	-	Monte-Carlo

Oprirea neplanificată a grupurilor generatoare / elementelor de rețea a fost simulată prin intermediul unei funcții de defectare, dependentă de probabilitatea de oprire / intensitatea de defectare a fiecărui grup generator, respectiv element de rețea.

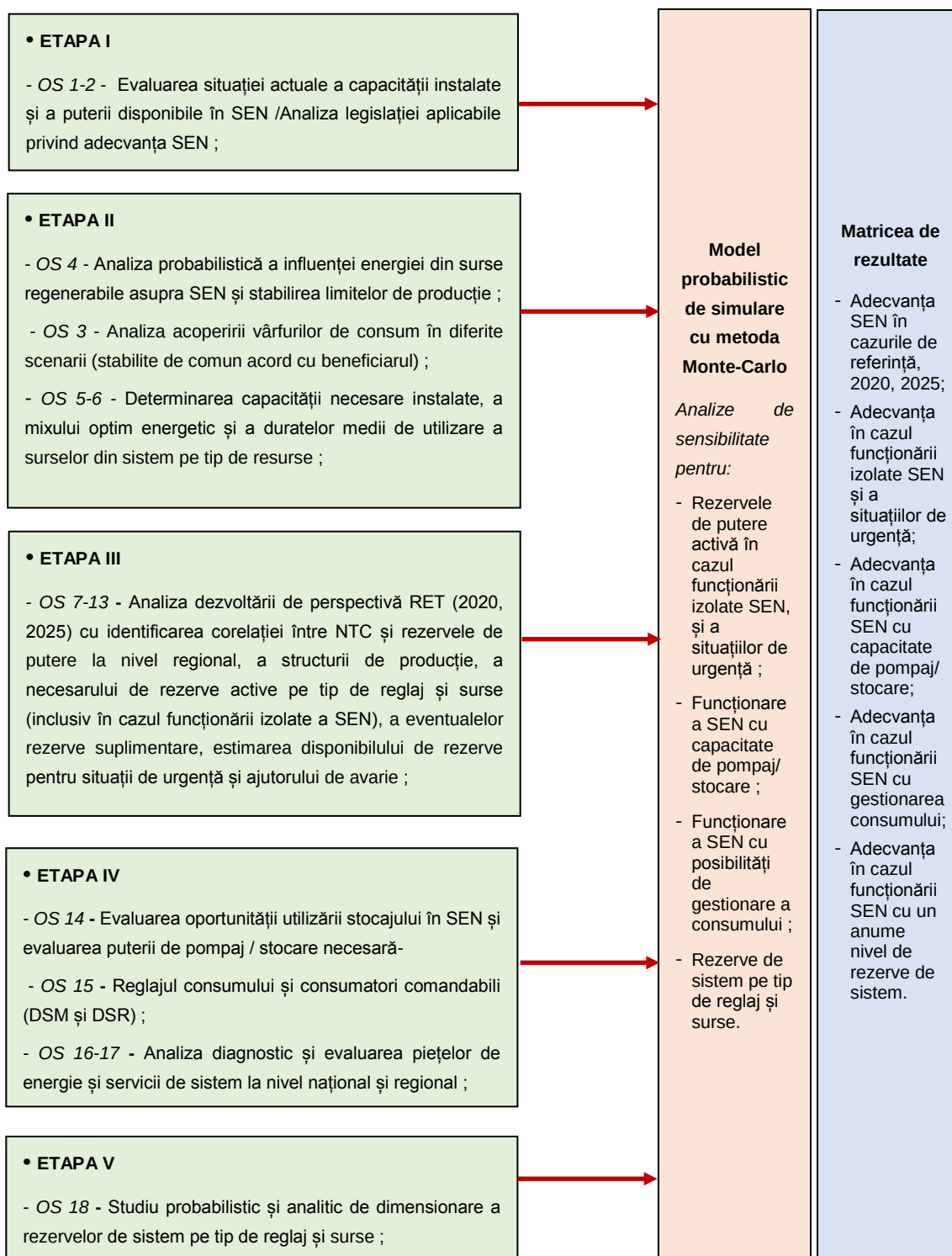


Figura 1-2 Structura lucrării – obiectivele specifice asociate etapelor

1.2. Conținutul și structura lucrării

- **Etapa I** acoperă primele două obiective specifice enunțate în Caietul de Sarcini, și anume:

(OS 1) Evaluarea situației actuale a capacității instalate și a puterii disponibile în SEN;

(OS 2) Analiza legislației aplicabile privind adecvanța SEN

În corelație cu conținutul său, prima etapă a studiului este structurată în două secțiuni principale:

- prezentarea situației existente privind capacitățile și rezervele de reglaj disponibile la nivelul SEN (vezi capitolul 2):
 - prezentarea datelor la nivelul anului 2017 privind capacitățile instalate, capacitățile disponibile ale grupurilor generatoare dispecerizabile și nedispecerizabile, grupate pe tipuri de tehnologii (termo, hidro, nuclear, RES – eoliene, fotovoltaice etc.);
 - prezentarea datelor la nivelul anului 2017 privind rezervele de reglaj disponibile ale grupurilor termo și hidro;
- prezentarea reglementărilor europene privind adecvanța sistemelor electroenergetice (vezi capitolul 3)

Suplimentar, la finalul studiului este prevăzută o secțiune cu caracter preponderent metodologic (vezi capitolul 4) care descrie succint pașii următori care trebuie parcurși în vederea definirii modului de lucru aplicat pentru evaluarea indicatorilor de adecvanță ai SEN:

- procesarea și modul de utilizare a datelor de intrare;
- definirea scenariilor de analiză;
- construirea și utilizarea instrumentelor de lucru (modele de calcul deterministe/probabilistice)

- **Etapa II** este structurată în trei secțiuni principale:

- Prezentarea metodologiei de stabilire a indicatorilor de adecvanță și a instrumentelor de calcul utilizate;
- Stabilirea regimurilor specifice de analiză a adecvanței sistemului și calculul indicatorilor de adecvanță pentru Etapa 2020;
- Determinarea capacității instalate necesare și a duratei medii de disponibilitate ale resurselor din sistem pentru Etapa 2020.

La final, în capitolul de concluzii și recomandări sunt sintetizate valorile medii anuale ale indicatorilor de adecvanță și este prezentată sinteza cazurilor tipice de neacoperire a curbei de sarcină, împreună cu valoarea capacității suplimentare necesară pentru îmbunătățirea adecvanței SEN.

- **Etapa III** este structurată în trei secțiuni principale:

- Prezentarea metodologiei de stabilire a indicatorilor de adecvanță și a instrumentelor de calcul utilizate;
- Stabilirea regimurilor specifice de analiză a adecvanței sistemului și calculul indicatorilor de adecvanță pentru Etapa 2020;
- Determinarea capacității instalate necesare și a duratei medii de disponibilitate ale resurselor din sistem pentru Etapa 2020.

La final, în capitolul de concluzii și recomandări sunt sintetizate valorile medii anuale ale indicatorilor de adecvanță și este prezentată sinteza cazurilor tipice de neacoperire a curbei de sarcină, împreună cu valoarea capacității suplimentare necesară pentru îmbunătățirea adecvanței SEN.

➤ **Etapa IV** este structurată în trei secțiuni principale:

- Prezentarea pieței angro de energie electrică la nivel național și pan-european;
- Prezentarea pieței de servicii de sistem și a capacităților de interconexiune la nivel național și pan-european;
- Stabilirea indicatorilor de adecvanță la Etapa 2025 pentru situațiile specifice a integrării la nivelul RET de sisteme de stocare a energiei cu baterii (BESS), respectiv a includerii consumului dispecerizabil ca modalitate suplimentară de acoperire a curbei de sarcină

La final, în capitolul de concluzii și recomandări sunt sintetizate valorile medii anuale ale indicatorilor de adecvanță calculați pentru cele două cazuri specifice (integrarea stocării energiei și consumului dispecerizabil), împreună cu valorile obținute la etapele anterioare ale studiului pentru celelalte cazuri de sensibilitate analizate (instalare de capacitate suplimentară, ajutor de avarie, funcționare izolată a sistemului).

➤ **Etapa V** este structurată în trei părți principale:

- Elaborarea unei metodologii de dimensionare a rezervelor de putere în conformitate cu prevederile regulamentelor ENTSO-E;
- Precizarea modului de valorificare a rezultatelor studiului, cu considerarea necesității emiterii de legislație primară / secundară suplimentară;
- Formularea de concluzii și recomandări privind nivelul adecvanței SEN la cele două orizonturi analizate (Etapele 2020 și 2025) pentru regimurile de bază, precum și pentru cazurile de sensibilitate analizate (adăugare de capacitate suplimentară, includere ajutorului de avarie, funcționare izolată SEN, instalare de capacitate de stocare, dispecerizare consum).

1.3. Legislația / normele tehnice utilizabile

➤ Etapa I

1.3.1. Puterea instalată și puterea disponibilă a grupurilor generatoare, rezerve de putere disponibile la nivelul SEN

La elaborarea secțiunii din studiu care adresează stadiul actual privind puterea instalată și disponibilă și rezervele de putere disponibile la nivelul SEN (capitolul 2), au fost considerate în principal următoarele acte de reglementare:

- Legea nr. 123/2012 a energiei electrice și a gazelor naturale, cu modificările și completările ulterioare;
- Legea nr. 220/2008 pentru stabilirea sistemului de promovare a producerii energiei din surse regenerabile de energie, cu modificările și completările ulterioare;
- Codul Tehnic al Rețelei Electrice de Transport;
- Codul Comercial al Pieței Anglo de Energie Electrică;
- Ordinul ANRE nr. 32/2013 privind aprobarea Regulamentului de programare a unităților de producție și a consumatorilor dispecerizabili;
- Ordinul ANRE nr. 104/2014 pentru aprobarea Condițiilor generale asociate licenței pentru prestarea serviciului de transport al energiei electrice, pentru prestarea serviciului de sistem și pentru administrarea pieței de echilibrare;
- Proiectul strategiei energetice naționale - document în discuție pe site-ul Ministerului Energiei;
- Regulamentul (UE) 2015/1222 al Comisiei din 24 iulie 2015 de stabilire a unor linii directoare privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor;
- Regulamentul (UE) 2016/631 al Comisiei din 14 aprilie 2016 de instituire a unui cod de rețea privind cerințele pentru racordarea la rețea a instalațiilor de generare;
- Regulamentul (UE) 2016/1719 al Comisiei din 26 septembrie 2016 de stabilire a unei orientări privind alocarea capacităților pe piața pe termen lung;
- Procedură Operațională - Dimensionarea rezervelor de putere activă în SEN - Cod: TEL 07.IV OP-DN/106;
- Procedură Operațională - Participarea centralelor electrice la reglajul frecvenței în SEN - Cod: TEL 07 III-RE- DN/178;
- Procedură Operațională - Stabilirea puterii maxime în centralele eoliene și a rezervelor de putere suplimentare necesare pentru siguranța SEN - COD: TEL - 07.38.

Având în vedere stadiul incipient de implementare în legislația românească a conceptului de adecvanță, precum și faptul că la nivel comunitar (CE și ENTSO-E), regulamentele, metodologiile și normele tehnice se află în prezent în plin proces de sedimentare, studiul de față va adresa în principal actele de reglementare aflate în vigoare în 2017 la nivel comunitar. Acestea sunt descrise în cadrul cap. 3.1 (Sinteza reglementărilor europene). De asemenea, pentru informarea asupra tendințelor europene în plan legislativ în domeniul evaluării adecvanței, la pct. 3.1.4 este furnizată o descriere a metodologiei-țintă ENTSO-E de evaluare a adecvanței sistemelor electroenergetice.

➤ **Etapă II/III**

La elaborarea Etapelor II și III ale studiului, care adresează problematica adecvanței SEN la Etapa 2020, respectiv Etapa 2025 din perspectiva acoperirii vârfului de consum în diferite scenarii de funcționare, au fost considerate în principal actele de reglementare aflate în vigoare în 2017 la nivel comunitar. Aceste documente au fost analizate în detaliu în Etapa I a studiului de față fiind acoperite următoarele reglementări/metodologii în vigoare la nivel european:

- Directiva 89/2005/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 18 ianuarie 2006 privind măsurile menite să garanteze siguranța aprovizionării cu energie electrică și investițiile în infrastructuri;
- Directiva 72/200/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 13 iulie 2009 privind normele comune pentru piața internă a energiei electrice și de abrogare a Directivei 2003/54/CE;
- Regulamentul (CE) 714/2009 al Parlamentului European și al Consiliului privind condițiile de acces la rețea pentru schimburile transfrontaliere de energie electrică și de abrogare a Regulamentului (CE) nr. 1228/2003;
- Regulamentul (UE) 1222/2015 al Comisiei din 24 iulie 2015 de stabilire a unor linii directoare privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor;
- Regulamentul (UE) 631/2016 al Comisiei din 14 aprilie 2016 de instituire a unui cod de rețea privind cerințele pentru racordarea la rețea a instalațiilor de generare;
- Regulamentul (UE) 1388/2016 al Comisiei din 17 august 2016 de stabilire a unui cod de rețea privind racordarea consumatorilor;
- Regulamentul (UE) 1719/2016 al Comisiei din 26 septembrie 2016 de stabilire a unei orientări privind alocarea capacităților pe piața pe termen lung;
- Regulamentul (UE) 1485/2017 al Comisiei din 2 august 2017 de stabilire a unor linii directoare privind funcționarea sistemului de transport al energiei electrice;
- Regulamentul (UE) 2195/2017 al Comisiei din 23 noiembrie 2017 de stabilire a unei linii directoare privind echilibrarea sistemului de energie electrică;
- Regulamentul (UE) 2196/2017 al Comisiei din 24 noiembrie 2017 de stabilire a unui cod de rețea privind starea de urgență și restaurarea sistemului electroenergetic;
- Scenariul de perspectivă și de prognoză a adecvanței (Scenario Outlook & Adequacy Forecast Evolutions - Updated Version after Consultation), 2014;

- Metodologia țintă ENTSO-E pentru evaluarea adecvanței (ENTSO-E Target Methodology for Adequacy Assessment - Updated Version after Consultation), 2014.

➤ Etapa IV

La elaborarea Etapei a-IV-a a studiului, care adresează problematica adecvanței SEN la Etapa 2025 din perspectiva acoperirii vârfului de consum în diferite scenarii de funcționare (integrarea stocării energiei, respectiv a consumului dispecerizabil), au fost considerate în principal actele de reglementare aflate în vigoare în 2017 la nivel comunitar. În mod suplimentar, întrucât Etapa IV abordează trendurile de evoluție la nivel pan-european ale piețelor de energie, de capacități și de servicii de sistem, în text vor fi adresate referințe la Regulamente Europene specifice. Acestea vor fi indicate în cadrul fiecărui capitol aferent etapei IV.

➤ Etapa V

La elaborarea Etapei a-V-a a studiului, care adresează problematica elaborării unei metodologii de dimensionare a rezervelor de putere în conformitate cu prevederile regulamentelor ENTSO-E, au fost considerate în principal documentele :

- Regulamentul *LFCR NC* („*Load Frequency Control & Reserves Network Code*”), ENTSO-E, 2013 ;
- CNTEE Transelectrica : „*Procedura de dimensionare a rezervelor de putere activă în SEN*”, cod TEL-07-IV OP/DN/106, septembrie 2006 .

1.4. Concluzii si recomandări

Rezultatele sintetizate ale analizelor de sensibilitate realizate cu modelul parametric și modelul Scanner sunt prezentate în tabelele de mai jos, prin contrapunere cu indicatorii de adecvanță obținuți în regimurile de bază (scenariile de referință și conservator, Etapa 2020/2025).

Tabel 1-3 Indicatorii de adecvanță – modelul parametric – Etapa 2020/2025 – Scenariul de referință

Indicator	Acronim	Etapa 2020 - bază -	Analize sensibilitate – Etapa 2025					
	U.M.		Regim bază	Funcționare izolată	Ajutor avarie	Capacitate suplimentară	Stocare SEN	Gestionare consum
Parametru variabil		-	-	sold = 0	+400MW	+400MW	400MW	- 600MW
probabilitate de nelivrare	LOLP [%]	0,17	0,32	0,31	0,30	0,18	0,35	0,06
durată estimată de nelivrare	LOLE [ore]	14,7	33,9	27,8	26,8	18,5	31,1	5,3
energie nelivrată	ENS [GWh]	6,0	14,0	5,8	10,5	7,6	11,6	2,2
putere medie nelivrată	PNS [MW]	407	414	209	393	411	373	419

2. ETAPA I - SITUAȚIA ACTUALĂ A CAPACITĂȚII INSTALATE ȘI A PUTERII DISPONIBILE ÎN SEN

În vederea analizei adecvanței SEN este necesară evaluarea situației actuale a capacității instalate și a puterii disponibile în SEN pe tipuri de surse, cu inventarierea tuturor grupurilor, a stării acestora și a puterii efectiv disponibile, a rezervelor efective și validarea unor valori care pot fi utilizate în mod real (capacități, respectiv puteri instalate și disponibile).

2.1. Capacitate instalată

Principalele categorii de date de intrare utilizate, puse la dispoziție de Beneficiar sunt:

- Capacitatea totală de producere instalată și disponibilă în SEN, la nivel agregat pentru unitate dispecerizabilă și pe tip de resurse, la data de 01.10.2017 ;
- Capacitatea totală de producere instalată și disponibilă în SEN, pe fiecare unitate nedispecerizabilă ;
- Sinteza Puterii totale nete disponibile pe surse primare de combustibil în perioada 2010 - 2017 ;
- Adresa ANRE privind centralizarea grupurilor care sunt indisponibile de lungă durată, sunt în conservare sau nu au mai funcționat în ultimii anii;
- Fișierul cu date tehnice ale grupurilor din SEN și rezervele de reglaj.

Datele de intrare furnizate de Beneficiar sunt prezentate în Anexa 2.1

2.1.1. Surse dispecerizabile

Unitățile dispecerizabile din SEN, grupate pe tipuri de combustibil sunt prezentate în Tabelele 2.1.1 - 2.1.7

Sinteza grupurilor dispecerizabile este prezentată în Tabelul 2.1.8 .

2.1.1.1. SURSE DISPECERIZABILE PE COMBUSTIBIL SOLID

Unitățile dispecerizabile din SEN funcționând pe cărbune sunt prezentate grupate pe centrale în Tabelul 2.1.1.

În tabel sunt marcate cu roșu grupurile retrase din exploatare și cu culoarea galben grupurile care nu au Autorizație de mediu sau se află în procedura de aprobare.

Capacitatea instalată totală la etapa actuală a unităților dispecerizabile funcționând pe cărbune este de 4865 MW, puterea disponibilă este 4637 MW iar reducerile permanente de putere sunt de 1278 MW.

Nr. crt.	Nume Centrala	Nume UD	Putere instalată [MW]	Capacitate instalată [MW]	Putere netă [MW]	Reduceri permanente de putere [MW]	Putere disponibilă [MW]	Gestionar	Observatii	Autorizație de mediu
1	BACAU	BACAU 1	60	0		60	0	THERMOENERGY GROUP BACAU		Valabila pana la 31. 01.2023
2	IASI II	IASC	60	60	46	1	59	VEOLIA ENERGIE ROMANIA SA	P turbina 50MW	Valabila pana la 24.12.2023
3	CRAIOVA II	CRAIOVA 1	150	150	122	7	143	CEO SE CRAIOVA		Valabila pana la 07.07.2024
4	CRAIOVA II	CRAIOVA 2	150	150	122	7	143	CEO SE CRAIOVA		Valabila pana la 07.07.2024
5	ISALNITA	ISALNITA 7	315	315	292	3	312	CEO SE ISALNITA		Valabila pana la 23.01.2024
6	ISALNITA	ISALNITA 8	315	315	280	15	300	CEO SE ISALNITA		Valabila pana la 23.01.2024
7	ROVINARI	ROVINARI 3	330	330	290	10	320	CEO SE ROVINARI		Valabila pana la 31.12.2017
8	ROVINARI	ROVINARI 4	330	330	294	10	320	CEO SE ROVINARI		Valabila pana la 31.12.2017
9	ROVINARI	ROVINARI 5	330	0	0	330	0	CEO SE ROVINARI	In curs de retehnologizare	Valabila pana la 31.12.2017
10	ROVINARI	ROVINARI 6	330	330	294	10	320	CEO SE ROVINARI		Valabila pana la 31.12.2017
11	TURCENI	TURCENI 1	330	0	0	330	0	CEO SE TURCENI		Nu are autorizație de mediu
12	TURCENI	TURCENI 3	330	330	292	15	315	CEO SE TURCENI		Valabila pana la 10.03.2024
13	TURCENI	TURCENI 4	330	330	298	15	315	CEO SE TURCENI		Valabila pana la 10.03.2024
14	TURCENI	TURCENI 5	330	330	298	15	315	CEO SE TURCENI		Valabila pana la 10.03.2024
15	TURCENI	TURCENI 6	330	0	0	330	0	CEO SE TURCENI		Nu are autorizație de mediu
16	TURCENI	TURCENI 7	330	330	295	15	315	CEO SE TURCENI		În procedura de revizuire
17	GOVORA	GOVORA 3	50	50	41	0	50	CET GOVORA		In curs de avizare
18	GOVORA	GOVORA 4	50	50	41	0	50	CET GOVORA		In curs de avizare
19	DROBETA	DROBETA 1	60	60	50	0	60	ROMAG TERMO	39<Pd<63 MW	Nu are autorizație de mediu
20	DROBETA	DROBETA 4	60	60	50	0	60	ROMAG TERMO		Nu are autorizație de mediu
21	DROBETA	DROBETA 5	60	60	50	0	60	ROMAG TERMO		Nu are autorizație de mediu
22	DROBETA	DROBETA 6	60	60	20	35	25	ROMAG TERMO	P _{nom turb} =25MW	Nu are autorizație de mediu
23	PAROSENI	PAROSENI	150	150	133	0	150	ELECTROCENTRALE PAROSENI		Nu are autorizație de mediu
24	MINTIA	MINTIA 2	210	210	180	15	195	ELECTROCENTRALE DEVA		Nu are autorizație de mediu
25	MINTIA	MINTIA 3	235	235	210	10	225	ELECTROCENTRALE DEVA		Nu are autorizație de mediu
26	MINTIA	MINTIA 4	210	210	180	15	195	ELECTROCENTRALE DEVA		Nu are autorizație de mediu
27	MINTIA	MINTIA 5	210	210	180	15	195	ELECTROCENTRALE DEVA		Nu are autorizație de mediu
28	MINTIA	MINTIA 6	210	210	180	15	195	ELECTROCENTRALE DEVA		Nu are autorizație de mediu
		Total	5915	4865	4238	1278	4637			

Tabelul 2.1.1 - Capacitatea totală de producere instalată și disponibilă în SEN pe fiecare uniune dispecerizabilă în centrale pe cărbune

2.1.1.2. SURSE DISPECERIZABILE PE HIDROCARBURI

Nr. crt.	Nume Centrala	Nume UD	Putere instalată [MW]	Capacitate instalată [MW]	Putere netă [MW]	Reduceri permanente de putere [MW]	Putere disponibilă	Gestionar	Observatii	Autorizație de mediu
1	BORZEȘTI	BORZEȘTI 7	210	0	0	210	0	SE Borzești		Nu are autorizație de mediu
2	BRĂILA	BRĂILA 1	227	0	0	227	0	CEO SE Brăila	Pmt = 120MW cu doua corpuri de cazan in funcțiune Pmt=60MW cu un corp de cazan in funcțiune	Valabila pana la 27.02.2025
3	BRĂILA	BRĂILA 2	210	0	0	210	0	CEO SE Brăila	Pmt = 140MW cu doua corpuri de cazan in funcțiune Pmt=66MW cu un corp de cazan in funcțiune	Valabila pana la 27.02.2025
4	GALAȚI	GALAȚI 3	105	105	97.5	0	105	SC Electrocentrale Galați		Valabila pana la 23.02.2024
5	GĂLĂȚI	GALAȚI 4	60	60	56.5	0	60	SC Electrocentrale Galați		Valabila pana la 23.02.2024
6	GALAȚI	GALAȚI 5	105	105	97.5	0	105	SC Electrocentrale Galați		Valabila pana la 23.02.2024
7	GALAȚI	GALAȚI 6	105	105	97.5	0	105	SC Electrocentrale Galați		Valabila pana la 23.02.2024
8	IAȘI I	IAȘI 12	28.6	0	0	28.6	0	Veolia Energie Romania SA	Conservare	Valabila pana la 19.08.2023
9	IAȘI I	IAȘI 3	60	0		60	0	Unit. adm. teritorială Mun. Iași	Conservare	Nu are autorizație de mediu
10	IAȘI I	IAȘI 4	60	0		60	0	Unit. adm. teritorială Mun. Iași	Conservare	Nu are autorizație de mediu
11	BUCUREȘTI S	BUCUREȘTI SUD 1	50	0		50	0	Electrocentrale București	Retras din exploatare	Nu are autorizație de mediu
12	BUCUREȘTI S	BUCUREȘTI SUD 2	50	0		50	0	Electrocentrale București	Retras din exploatare	Valabila pana in dec. 2023
13	BUCUREȘTI S	BUCUREȘTI SUD 3	100	100	84	0	100	Electrocentrale București		Valabila pana in dec. 2023
14	BUCUREȘTI S	BUCUREȘTI SUD 4	100	100	84	0	100	Electrocentrale București		Valabila pana in dec. 2023
15	BUCUREȘTI S	BUCUREȘTI SUD 5	125	125	102	10	115	Electrocentrale București		Valabila pana in dec. 2023
16	BUCUREȘTI S	BUCUREȘTI SUD 6	125	0		125	0	Electrocentrale București	Retras din exploatare	Valabila pana in dec. 2023
17	BUCUREȘTI V	BUCUREȘTI VEST 1	125	0		125	0	Electrocentrale București		Nu are autorizație de mediu
18	BUCUREȘTI V	BUCUREȘTI VEST 2	125	125	102.7	10	115	Electrocentrale București	Conservare uscata. Redare in exploatare in 48 de ore.	Valabila pana in dec. 2023
19	BUCUREȘTI V	BUCUREȘTI VEST C.C. 3+4	195	195	185	0	195	Electrocentrale București		Valabila pana in dec. 2023
20	GROZĂVEȘTI	GROZĂVEȘTI 1	50	50	41	2	48	Electrocentrale București		Valabila pana in oct. 2017
21	GROZĂVEȘTI	GROZĂVEȘTI 2	50	50	41	2	48	Electrocentrale București		Valabila pana in oct. 2017
22	PROGRESU	PROGRESU 1	50	0		50	0	Electrocentrale București	Retras din exploatare	Nu are autorizație de mediu
23	PROGRESU	PROGRESU 2	50	0		50	0	Electrocentrale București	Rotor turbina defect	Valabila pana in dec. 2023
24	PALAS	PALAS 1	50	0	0	50	0	Electrocentrale Constanța	Conservare din 01.11.2015	Valabila pana la 20.12.2023
25	PALAS	PALAS 2	50	50	42.5	0	50	Electrocentrale Constanța		Valabila pana la 20.12.2023

Nr. crt.	Nume Centrala	Nume UD	Putere instalată	Capacitate instalată	Putere netă	Reduceri permanente de putere	Putere disponibilă	Gestionar	Observatii	Autorizație de mediu
			[MW]	[MW]	[MW]	[MW]				
26	BRAZI	BRAZI 5	105	105	98	0	105	Veolia Energie Romania SA		Valabila pana la 31.10.2017
27	BRAZI	BRAZI 6	105	105	98	0	105	Veolia Energie Romania SA		Valabila pana la 31.10.2017
28	BRAZI	BRAZI 8	25	25	24	0	25	Veolia Energie Romania SA		Valabila pana la 31.10.2017
29	CECC BRAZI	CCCC BRAZI	885	885	850.4	0	885	OMV Petrom		Valabila pana la 26.06.2021
30	ORADEA	ORADEA 1	25	25	18	3	22	Societatea Termoficare Oradea	Autorizație de mediu: In curs de obținere.	In curs de avizare
31	ORADEA	ORADEA 2	25	25	18	25	0	Societatea Termoficare Oradea	Poate funcționa cu C1 la un Pd=22 MW.	Nu are autorizație de mediu
32	ORADEA	ORADEA 5	50	50	18	50	0	Societatea Termoficare Oradea	Poate funcționa cu C1 la un Pd=22 MW.	Nu are autorizație de mediu
33	ARAD	ARAD	50	50	36	4	46	SC CET Arad SA		Valabila pana in anul 2026
34	IERNUT	IERNUT 1	100	100	93.7	0	100	SPEE Iernut		Valabila pana la 30.06.2020
35	IERNUT	IERNUT 2	100	0	0	100	0	SPEE Iernut		Nu are autorizație de mediu
36	IERNUT	IERNUT 3	100	0	0	100	0	SPEE Iernut		Nu are autorizație de mediu
37	IERNUT	IERNUT 4	100	100	93.7	0	100	SPEE Iernut		Valabila pana la 30.06.2020
38	IERNUT	IERNUT 5	200	200	188	0	200	SPEE Iernut		Valabila pana la 30.06.2020
39	IERNUT	IERNUT 6	200	200	188	0	200	SPEE Iernut		Valabila pana la 30.06.2020
		Total	4535.6	3040	2755	1601.6	2934			

Tabelul 2.1.2 – Capacitatea totală de producere instalată și disponibilă în SEN pe fiecare uniune dispocerizabilă în centrale pe hidrocarburi

2.1.1.3. SURSE DISPECERIZABILE IN HIDROCENTRALE

r. crt.	Nume Centrala	Nume UD	Putere instalată	Capacitate instalată	Putere netă	Reduceri permanente de putere	Putere disponibilă	Gestionar
			[MW]	[MW]	[MW]	[MW]		
1	STEJARU (DIMITRIE LEONIDA)	STEJARU 1	27.5	27.5	24.8	2.5	25.0	S.H.BISTRITA
2	STEJARU (DIMITRIE LEONIDA)	STEJARU 2	27.5	27.5	24.8	2.5	25.0	S.H.BISTRITA
3	STEJARU (DIMITRIE LEONIDA)	STEJARU 3	27.5	27.5	22.8	4.5	23.0	S.H.BISTRITA
4	STEJARU (DIMITRIE LEONIDA)	STEJARU 4	27.5	27.5	22.8	4.5	23.0	S.H.BISTRITA
5	STEJARU (DIMITRIE LEONIDA)	STEJARU 5	50.0	50.0	48.0	1.5	48.5	S.H.BISTRITA

r. crt.	Nume Centrala	Nume UD	Putere instalată	Capacitate instalată	Putere netă	Reduceri permanente de putere	Putere disponibila	Gestionar
			[MW]	[MW]	[MW]	[MW]		
6	STEJARU (DIMITRIE LEONIDA)	STEJARU 6	50.0	50.0	48.0	1.5	48.5	S.H.BISTRITA
7	PANGARATI	BISTRITA AVAL 1	23.0	23.0	22.8	0.0	23.0	S.H.BISTRITA
8	VADURI	BISTRITA AVAL 1	44.0	44.0	43.7	0.0	44.0	S.H.BISTRITA
9	PIATRA NEAMT	BISTRITA AVAL 2	11.0	11.0	8.9	2.0	9.0	S.H.BISTRITA
10	VANATORI	BISTRITA AVAL 2	14.0	14.0	11.1	2.8	11.2	S.H.BISTRITA
11	ROZNOV	BISTRITA AVAL 2	14.0	14.0	11.9	2.0	12.0	S.H.BISTRITA
12	ZANESTI	BISTRITA AVAL 2	14.0	14.0	11.9	2.0	12.0	S.H.BISTRITA
13	COSTISA	BISTRITA AVAL 2	14.0	14.0	11.9	2.0	12.0	S.H.BISTRITA
14	BUHUSI	BISTRITA AVAL 2	11.0	11.0	11.0	0.0	11.0	S.H.BISTRITA
15	RACOVA	BISTRITA AVAL 3	23.0	23.0	23.0	0.0	23.0	S.H.BISTRITA
16	GARLENI	BISTRITA AVAL 3	23.0	23.0	22.8	0.0	23.0	S.H.BISTRITA
17	LILIECI	BISTRITA AVAL 3	23.0	23.0	22.8	0.0	23.0	S.H.BISTRITA
18	BACAU	BISTRITA AVAL 3	30.0	30.0	27.7	2.0	28.0	S.H.BISTRITA
19	GALBENI	BISTRITA AVAL 4	29.5	29.5	29.1	0.0	29.5	S.H.BISTRITA
20	RACACIUNI	BISTRITA AVAL 4	45.0	45.0	44.7	0.0	45.0	S.H.BISTRITA
21	BERESTI	BISTRITA AVAL 4	43.5	43.5	43.2	0.0	43.5	S.H.BISTRITA
22	CALIMANESTI	BISTRITA AVAL 4	40.0	40.0	39.7	0.0	40.0	S.H.BISTRITA
23	MOVILENI	BISTRITA AVAL 4	33.9	33.9	33.8	0.0	33.9	S.H.BISTRITA
24	STANCA COSTESTI	BISTRITA AVAL 5	15.0	15.0	14.9	0.0	15.0	S.H.BISTRITA
25	NEHOIASU	NEHOIASU	42.0	42.0	40.8	0.0	42.0	S.H.CURTEA DE ARGES
26	CINDESTI	BUZAU	11.5	11.2	10.8	0.3	11.2	S.H.CURTEA DE ARGES
27	VERNESTI	BUZAU	11.8	11.8	11.5	0.0	11.8	S.H.CURTEA DE ARGES
28	SIMILEASCA	BUZAU	11.7	11.7	11.3	0.0	11.7	S.H.CURTEA DE ARGES
29	DOBRESTI	IALOMITA	16.0	16.0	16.0	0.0	16.0	S.H.CURTEA DE ARGES
30	MOROIENI	IALOMITA	15.0	15.0	15.0	0.0	15.0	S.H.CURTEA DE ARGES
31	PALTINU	TELEAJEN	10.4	10.4	10.3	0.0	10.4	S.H.CURTEA DE ARGES
32	SCROPOASA	IALOMITA	12.0	12.0	11.8	0.0	12.0	S.H.CURTEA DE ARGES
33	MANECIU	TELEAJEN	10.0	10.0	9.9	0.0	10.0	S.H.CURTEA DE ARGES
34	IZVOARELE	TELEAJEN	16.0	16.0	15.8	0.0	16.0	S.H.CURTEA DE ARGES
35	VALENII DE MUNTE	TELEAJEN	10.0	10.0	9.9	0.0	10.0	S.H.CURTEA DE ARGES
36	VIDRARU	CORBENI 1+2	110.0	110.0	109.7	0.0	110.0	S.H.CURTEA DE ARGES

r. crt.	Nume Centrala	Nume UD	Putere instalată	Capacitate instalată	Putere netă	Reduceri permanente de putere	Putere disponibila	Gestionar
			[MW]	[MW]	[MW]	[MW]		
37	VIDRARU	CORBENI 3+4	110.0	110.0	109.7	0.0	110.0	S.H.CURTEA DE ARGES
38	CUMPANITA	ARGES AVAL	4.8	4.8	4.7	0.0	4.8	S.H.CURTEA DE ARGES
39	VALSAN	ARGES AVAL	5.0	5.0	4.9	0.0	5.0	S.H.CURTEA DE ARGES
40	OIESTI	ARGES AVAL	15.0	15.0	14.9	0.0	15.0	S.H.CURTEA DE ARGES
41	ALBESTI	ARGES AVAL	15.0	15.0	14.9	0.0	15.0	S.H.CURTEA DE ARGES
42	CERBURENI	ARGES AVAL	15.0	15.0	14.9	0.0	15.0	S.H.CURTEA DE ARGES
43	VALEA IASULUI	ARGES AVAL	15.0	15.0	15.0	0.0	15.0	S.H.CURTEA DE ARGES
44	CURTEA DE ARGES	ARGES AVAL	7.7	7.7	6.6	0.0	7.7	S.H.CURTEA DE ARGES
45	NOAPTES	ARGES AVAL	15.4	15.4	15.2	0.0	15.4	S.H.CURTEA DE ARGES
46	ZIGONENI	ARGES AVAL	15.4	15.4	15.2	0.0	15.4	S.H.CURTEA DE ARGES
47	BAICULESTI	ARGES AVAL	15.4	15.4	15.2	0.0	15.4	S.H.CURTEA DE ARGES
48	MANICESTI	ARGES AVAL	11.5	11.5	11.4	0.0	11.5	S.H.CURTEA DE ARGES
49	VALCELE	ARGES AVAL	15.4	15.4	15.3	0.0	15.4	S.H.CURTEA DE ARGES
50	MERISANI	ARGES AVAL	11.5	11.5	11.4	0.0	11.5	S.H.CURTEA DE ARGES
51	BASCOV	ARGES AVAL	7.7	7.7	7.6	0.0	7.7	S.H.CURTEA DE ARGES
52	PITESTI	ARGES AVAL	7.7	7.7	7.6	0.0	7.7	S.H.CURTEA DE ARGES
53	BUDEASA	ARGES AVAL	11.5	11.5	11.4	0.0	11.5	S.H.CURTEA DE ARGES
54	GOLESTI	ARGES AVAL	8.0	8.0	8.0	0.0	8.0	S.H.CURTEA DE ARGES
55	SCHITU GOLESTI	ARGES AVAL	1.6	1.6	1.3	0.3	1.3	S.H.CURTEA DE ARGES
56	CALUGARITA	ARGES AVAL	0.6	0.0		0.6	0.0	S.H.CURTEA DE ARGES
57	LERESTI	ARGES AVAL	19.0	19.0	18.8	0.0	19.0	S.H.CURTEA DE ARGES
58	VOINESTI	ARGES AVAL	5.2	5.2	5.1	0.0	5.2	S.H.CURTEA DE ARGES
59	CLABUCET	DAMBOVITA	64.0	64.0	49.5	14.0	50.0	S.H.CURTEA DE ARGES
60	RUCAR	DAMBOVITA	23.0	23.0	22.8	0.0	23.0	S.H.CURTEA DE ARGES
61	DRAGOSLAVELE	DAMBOVITA	7.7	7.7	7.6	0.0	7.7	S.H.CURTEA DE ARGES
62	FRASIN	DAMBOVITA	0.6	0.6	0.6	0.0	0.6	S.H.CURTEA DE ARGES
63	MOTRU	MOTRU	50.0	50.0	49.1	0.0	50.0	S.H.PORTILE DE FIER
64	TISMANA	TISMANA	106.0	106.0	104.8	0.0	106.0	S.H.PORTILE DE FIER
65	VADENI	JIU	11.8	11.8	10.3	0.8	11.0	S.H.PORTILE DE FIER
66	TG.JIU	JIU	11.8	11.8	11.1	0.0	11.8	S.H.PORTILE DE FIER
67	CIUNGET	LOTRU 1	170.0	170.0	169.6	0.0	170.0	S.H.RAMNICU VALCEA

r. crt.	Nume Centrala	Nume UD	Putere instalată	Capacitate instalată	Putere netă	Reduceri permanente de putere	Putere disponibila	Gestionar
			[MW]	[MW]	[MW]	[MW]		
68	CIUNGET	LOTRU 2	170.0	170.0	169.6	0.0	170.0	S.H.RAMNICU VALCEA
69	CIUNGET	LOTRU 3	170.0	170.0	169.6	0.0	170.0	S.H.RAMNICU VALCEA
70	MALAIA	MALAIA	18.0	18.0	17.9	0.0	18.0	S.H.RAMNICU VALCEA
71	BRADISOR	BRADISOR	57.5	57.5	49.5	7.5	50.0	S.H.RAMNICU VALCEA
72	GURA LOTRULUI	OLT MIJLOCIU	24.9	24.9	24.8	0.0	24.9	S.H.RAMNICU VALCEA
73	TURNU	OLT MIJLOCIU	70.0	70.0	69.8	0.0	70.0	S.H.RAMNICU VALCEA
74	CALIMANESTI	OLT MIJLOCIU	38.0	38.0	37.9	0.0	38.0	S.H.RAMNICU VALCEA
75	DAESTI	OLT MIJLOCIU	37.0	37.0	36.9	0.0	37.0	S.H.RAMNICU VALCEA
76	RÂMNIVCU VÂLCEA	OLT MIJLOCIU	46.0	46.0	45.8	0.0	46.0	S.H.RAMNICU VALCEA
77	RÂURENI	OLT MIJLOCIU	48.0	48.0	47.9	0.0	48.0	S.H.RAMNICU VALCEA
78	GOVORA	OLT MIJLOCIU	45.0	45.0	44.9	0.0	45.0	S.H.RAMNICU VALCEA
79	BABENI	OLT MIJLOCIU	37.0	37.0	36.9	0.0	37.0	S.H.RAMNICU VALCEA
80	IONESTI	OLT MIJLOCIU	38.0	38.0	37.9	0.0	38.0	S.H.RAMNICU VALCEA
81	ZAVIDENI	OLT MIJLOCIU	38.0	38.0	37.9	0.0	38.0	S.H.RAMNICU VALCEA
82	DRAGASANI	OLT MIJLOCIU	45.0	45.0	44.9	0.0	45.0	S.H.RAMNICU VALCEA
83	STREJESTI	OLT INFERIOR	50.0	50.0	48.9	0.0	50.0	S.H.RAMNICU VALCEA
84	ARCESTI	OLT INFERIOR	38.0	38.0	34.8	3.0	35.0	S.H.RAMNICU VALCEA
85	SLATINA	OLT INFERIOR	26.0	26.0	12.9	13.0	13.0	S.H.RAMNICU VALCEA
86	IPOTESTI	OLT INFERIOR	53.0	53.0	52.7	0.0	53.0	S.H.RAMNICU VALCEA
87	DRAGANESTI	OLT INFERIOR	53.0	53.0	52.7	0.0	53.0	S.H.RAMNICU VALCEA
88	FRUNZARU	OLT INFERIOR	53.0	53.0	52.7	0.0	53.0	S.H.RAMNICU VALCEA
89	RUSANESTI	OLT INFERIOR	53.0	53.0	52.8	0.0	53.0	S.H.RAMNICU VALCEA
90	IZBICENI	OLT INFERIOR	53.0	53.0	52.8	0.0	53.0	S.H.RAMNICU VALCEA
91	PORTILE DE FIER I	PORTILE DE FIER 1	194.4	194.4	193.5	0.0	194.4	S.H.PORTILE DE FIER
92	PORTILE DE FIER I	PORTILE DE FIER 2	194.4	194.4	193.5	0.0	194.4	S.H.PORTILE DE FIER
93	PORTILE DE FIER I	PORTILE DE FIER 3	194.4	194.4	193.5	0.0	194.4	S.H.PORTILE DE FIER
94	PORTILE DE FIER I	PORTILE DE FIER 4	194.4	194.4	193.5	0.0	194.4	S.H.PORTILE DE FIER
95	PORTILE DE FIER I	PORTILE DE FIER 5	194.4	194.4	193.5	0.0	194.4	S.H.PORTILE DE FIER
96	PORTILE DE FIER I	PORTILE DE FIER 6	194.4	194.4	193.5	0.0	194.4	S.H.PORTILE DE FIER
97	PORTILE DE FIER II	PORTILE DE FIER II 1+2	58.4	31.4	31.2	27.0	31.4	S.H.PORTILE DE FIER
98	PORTILE DE FIER II	PORTILE DE FIER II 3+4	62.8	62.8	62.4	0.0	62.8	S.H.PORTILE DE FIER

r. crt.	Nume Centrala	Nume UD	Putere instalată	Capacitate instalată	Putere netă	Reduceri permanente de putere	Putere disponibila	Gestionar
			[MW]	[MW]	[MW]	[MW]		
99	PORTILE DE FIER II	PORTILE DE FIER II 5+6	62.8	62.8	62.4	0.0	62.8	S.H.PORTILE DE FIER
100	PORTILE DE FIER II	PORTILE DE FIER II 7+8	62.8	62.8	62.4	0.0	62.8	S.H.PORTILE DE FIER
101	GOGOSU	GOGOSU	54.0	54.0	53.3	0.0	54.0	S.H.PORTILE DE FIER
102	REMETI	REMU	100.0	100.0	95.5	4.0	96.0	S.H.CLUJ
103	MUNTENI I	REMU	58.0	58.0	57.4	0.0	58.0	S.H.CLUJ
104	LUGASU	CRIS AVAL	18.0	18.0	9.9	8.0	10.0	S.H.CLUJ
105	TILEAGD	CRIS AVAL	18.0	18.0	17.8	0.0	18.0	S.H.CLUJ
106	SACADAT	CRIS AVAL	10.0	10.0	9.9	0.0	10.0	S.H.CLUJ
107	FUGHIU	CRIS AVAL	10.0	10.0	9.9	0.0	10.0	S.H.CLUJ
108	RAUL MARE	RAUL MARE 1	167.5	167.5	110.9	55.5	112.0	S.H.HATEG
109	RAUL MARE	RAUL MARE 2	167.5	167.5	99.0	67.5	100.0	S.H.HATEG
110	CLOPOTIVA	RAUL MARE AVAL	14.0	14.0	9.9	4.0	10.0	S.H.HATEG
111	OSTROVU MIC	RAUL MARE AVAL	15.9	15.9	9.9	5.9	10.0	S.H.HATEG
112	OSTROVU MARE	RAUL MARE AVAL	15.9	15.9	15.9	0.0	15.9	S.H.HATEG
113	CARNESTI I	RAUL MARE AVAL	15.9	15.9	15.9	0.0	15.9	S.H.HATEG
114	CARNESTI II	RAUL MARE AVAL	11.5	11.5	11.5	0.0	11.5	S.H.HATEG
115	PACLISA	RAUL MARE AVAL	15.9	15.9	12.9	2.9	13.0	S.H.HATEG
116	TOTESTI I	RAUL MARE AVAL	15.9	15.9	15.9	0.0	15.9	S.H.HATEG
117	TOTESTI II	RAUL MARE AVAL	15.9	15.9	15.9	0.0	15.9	S.H.HATEG
118	HATEG	RAUL MARE AVAL	15.9	15.9	12.9	2.9	13.0	S.H.HATEG
119	ORLEA	RAUL MARE AVAL	11.5	11.5	11.5	0.0	11.5	S.H.HATEG
120	SUBCETATE	RAUL MARE AVAL	12.2	12.2	12.2	0.0	12.2	S.H.HATEG
121	PLOPI	RAUL MARE AVAL	12.0	12.0	12.0	0.0	12.0	S.H.HATEG
122	RUIENI	RUIENI 1	70.0	70.0	68.9	0.0	70.0	S.H.HATEG
123	RUIENI	RUIENI 2	70.0	70.0	68.9	0.0	70.0	S.H.HATEG
124	RAUL ALB	RAUL ALB	41.0	41.0	38.3	2.2	38.8	S.H.HATEG
125	GALCEAG	GALCEAG 1	75.0	75.0	74.2	0.0	75.0	S.H.SEBES
126	GALCEAG	GALCEAG 2	75.0	75.0	74.5	0.0	75.0	S.H.SEBES
127	SUGAG	SUGAG 1	75.0	75.0	74.5	0.0	75.0	S.H.SEBES
128	SUGAG	SUGAG 2	75.0	75.0	74.6	0.0	75.0	S.H.SEBES
129	SASCIORI	SEBES AVAL	42.0	42.0	41.5	0.0	42.0	S.H.SEBES

r. crt.	Nume Centrala	Nume UD	Putere instalată	Capacitate instalată	Putere netă	Reduceri permanente de putere	Putere disponibilă	Gestionar
			[MW]	[MW]	[MW]	[MW]		
130	PETRESTI	SEBES AVAL	4.3	4.3	3.7	0.1	4.2	S.H.SEBS
131	MARISELU	MARISELU 1	73.5	73.5	69.3	3.5	70.0	S.H.CLUJ
132	MARISELU	MARISELU 2	73.5	73.5	72.9	0.0	73.5	S.H.CLUJ
133	MARISELU	MARISELU 3	73.5	73.5	72.9	0.0	73.5	S.H.CLUJ
134	TARNITA	SOMES AVAL	45.0	45.0	44.7	0.0	45.0	S.H.CLUJ
135	SOMES CALD	SOMES AVAL	12.0	12.0	11.9	0.0	12.0	S.H.CLUJ
136	COLIBITA	COLIBITA	21.0	21.0	20.9	0.0	21.0	S.H.CLUJ
137	VOILA	OLT SUPERIOR	14.2	14.2	14.1	0.0	14.2	S.H.SEBS
138	VISTEA	OLT SUPERIOR	14.2	14.2	14.1	0.0	14.2	S.H.SEBS
139	ARPASU	OLT SUPERIOR	14.2	14.2	14.1	0.0	14.2	S.H.SEBS
140	SCOREIU	OLT SUPERIOR	14.2	14.2	14.1	0.0	14.2	S.H.SEBS
141	AVRIG	OLT SUPERIOR	14.2	14.2	14.1	0.0	14.2	S.H.SEBS
142	RACOVITA	OLT SUPERIOR	31.5	31.5	31.4	0.0	31.5	S.H.SEBS
143	BRETEA	RAUL MARE AVAL	12.6	12.6	12.0	0.0	12.6	S.H.HATEG
		Total	6106.5	6078.6	5809.9	252.7	5853.8	

Tabelul 2.1.3 – Capacitatea totală de producere instalată și disponibilă în SEN pe fiecare uniune dispecerizabilă în hidrocentrale

2.1.1.4. SURSE DISPECERIZABILE ÎN CENTRALE EOLIENE

Nr. crt.	Nume Centrala	Nume UD	Putere instalată	Capacitate instalată	Putere netă	Reduceri permanente de putere	Putere disponibilă	Gestionar
			[MW]	[MW]	[MW]	[MW]		
1	ELECTRICA SERV 1	ESERV1	8.0	8.0	8.0	0	8.0	ELECTRICA SERV
2	ELECTRICA SERV 2	ESERV2	6.0	6.0	6.0	0	6.0	ELECTRICA SERV
3	VARLEZI	VARLEZI	6.0	6.0	5.9	0	6.0	EOL ENERGY MOLDOVA
4	VUTCANI	VUTC	24.0	24.0	23.6	0	24.0	VS WIND Farm
5	SCHELA 3	SCHELA3	8.0	8.0	7.8	0	8.0	SMART CLEAN POWER
6	GEMENELE	GEME	48.3	48.3	47.5	0	48.3	BRAILA WINDS

Nr. crt.	Nume Centrala	Nume UD	Putere instalată [MW]	Capacitate instalată [MW]	Putere netă [MW]	Reduceri permanente de putere [MW]	Putere disponibilă	Gestionar
7	CUDALBI	CUDALBI	10.0	10.0	10.0	0	10.0	BRIDGECONSTRUCT
8	CORNI	CORNI	70.0	70.0	68.5	0	70.0	CORNI EOLIAN SRL
9	INSURATEI	INSURATEI	10.0	10.0	9.7	0	10.0	SOFT GROUP
10	CUZA VODA	CUZAVODA	6.0	6.0	5.9	0	6.0	GREEN ENERGY FARM
11	PECHEA 2	PECHEA2	6.0	6.0	5.9	0	6.0	DAN HOLDING MGM
12	ALBESTI	ALBE	28.0	28.0	27.2	0	28.0	SIBIOARA WIND FARM
13	BALENI	BALE	50.0	50.0	50.0	0	50.0	ALIZEU EOLIAN
14	DUDESTI	DUDESTI	8.0	8.0	7.9	0	8.0	KELAVENT CHARLIE
15	FRUMUSITA 1 (APOLO)	FRUMUSITA1	6.0	6.0	5.9	0	6.0	SMARTBREEZE
16	VANATORI	VANATORI	10.0	10.0	9.0	1	9.0	CATALAN ELECTRIC
17	BAIA 4	BAIA4	10.0	10.0	9.8	0	10.0	HOLROM RENEWABLE ENERGY
18	FANTANELE EST	FANTE	85.0	85.0	84.1	0	85.0	MW TEAM INVEST
19	FANTANELE VEST	FANTV	262.5	262.5	259.7	0	262.5	SC TOMIS
20	COGEALAC	COGEALAC	252.5	252.5	249.8	0	252.5	OVIDIU DEVELOPMENT
21	MIREASA 2	MIREASA2	10.0	10.0	10.0	0	10.0	ECO POWER WIND
22	SILISTEA 1	SILI	25.0	25.0	24.7	0	25.0	ROMCONSTRUCT TOP
23	CERNAVODA 1	CECR1	69.0	69.0	68.1	0	69.0	CERNAVODA POWER
24	CERNAVODA 2	CECR2	69.0	69.0	68.2	0	69.0	CERNAVODA POWER
25	SARICHIOI	SARI	33.0	33.0	32.5	0	33.0	VS WIND Farm
26	PESTERA	PTER	90.0	90.0	89.0	0	90.0	PESTERA WIND FARM
27	DOROBANTU	DORB	45.0	45.0	42.7	0	45.0	OMV PETROM WIND POWER
28	SALBATICA 1	SALB1	70.0	70.0	69.0	0	70.0	ENEL GREEN POWER
29	SALBATICA 2	SALB2	70.0	70.0	69.0	0	70.0	BLUE LINE VALEA NUCARILOR
30	CORUGEA	CORG	70.0	70.0	69.0	0	70.0	ENEL GREEN POWER
31	VALEA NUCARILOR	VANU	34.0	34.0	33.5	0	34.0	ENEL GREEN
32	TORTOMANU 2	TORTOMANU2	8.0	8.0	8.0	0	8.0	ELEKTRA GREEN POWER
33	CASIMCEA 2	CASIMCEA2	6.0	6.0	5.8	0.2	5.8	INTERTRANS KARLA
34	TOPLICENI	TOPLICENI	10.0	10.0	10.0	0	10.0	M 2008
35	MIHAI VITEAZU 1	MIHV1	80.0	80.0	78.0	0	80.0	EOLICA DOBROGEA
36	BAIA 3	BAIA3	10.0	10.0	10.0	0	10.0	BLUE PLANET INVESTMENTS
37	GREBANU	GREB	10.0	10.0	9.9	0.1	9.9	SC EOLIAN CENTER

Nr. crt.	Nume Centrala	Nume UD	Putere instalată [MW]	Capacitate instalată [MW]	Putere netă [MW]	Reduceri permanente de putere [MW]	Putere disponibilă	Gestionar
38	CAS SUD 2	CAS SUD2	75.9	75.9	73.6	0	75.9	SC CAS REGENARABILE SRL
39	ALPHA WIND NORD 1+3	ALPHAWN1	81.3	81.3	79.0	0	81.3	SC ALPHA WIND SRL
40	BABADAG I	BABG1	33.6	33.6	33.0	0	33.6	EVIVA NALBANT
41	BABADAG II	BABA2	8.4	8.4	8.2	0	8.4	EVIVA NALBANT
42	MIHAI VITEAZU 2	MIHV 2	13.8	13.8	13.8	0	13.8	WIND FARM MVI
43	TARGUSOR	TARG	119.6	119.6	119.5	0	119.6	ENEL GREEN POWER
44	TOPOLOG	TOPO	27.0	27.0	26.6	0	27.0	ENEL GREEN POWER
45	PANTELIMON 3	PANT	7.5	7.5	4.8	2.7	4.8	EOLIAN PROJECT
46	PANTELIMON	PANT	123.0	123.0	122.8	0	123.0	EWIND
47	COBADIN 1	COBA	26.0	26.0	25.6	0	26.0	EDP RENEWABLES
48	TORTOMANU 3	TORTOMANU3	8.0	8.0	8.0	0	8.0	ELEKTRA WIND POWER
49	PECINEAGA 2	PECINEAGA2	6.0	6.0	6.0	0	6.0	WIND PARK INVEST
50	NIC. BALCESCU-TARGUSOR	NIC. BALCESCU-TARGUSOR	59.8	59.8	59.7	0	59.8	ENEL GREEN POWER
51	VENTUS NORD 2	VENTUS	69.0	69.0	68.7	0	69.0	VENTUS RENEW ROMANIA
52	NICOLAE BALCESCU 1	NBAL1	10.0	10.0	9.8	0	10.0	GENERAL CONCRETE
53	HORIA	HORIA	7.5	7.5	7.4	0	7.5	HORIA GREEN
54	CHIRNOGENI	CHIR	80.0	80.0	76.0	4	76.0	EP WIND PROJECT (ROM) SIX
55	STEJARU	STEJ	34.5	34.5	34.0	0.5	34.0	ECOENERGIA
56	CAIERAC BESTEPE 2	BESTEPE2	6.2	6.2	6.1	0	6.2	SC BLUE LINE ENERGY
57	TOPOLOG-DOROBANTU	TOPDOR	84.0	84.0	84.0	0	84.0	LAND POWER
58	MIHAI BRAVU	MIHBRV	6.0	6.0	5.9	0	6.0	EOL ENERGY
59	CERNA	CERNA	17.5	17.5	13.8	3.5	14.0	ENERGIA VERDE VENTUNO
60	NALBANT	NALB	13.8	13.8	13.4	0	13.8	ENEX
61	CRUCEA NORD	CRUCEA	108.0	108.0	108.0	0	108.0	CRUCEA WIND FARM
62	FACAENI	FACAENI	132.0	132.0	132.0	0	132.0	IALOMITA POWER
63	MIREASA 1	MIREASA1	50.0	50.0	48.8	0	50.0	MIREASA ENERGIES
64	POGOANELE	POGO	8.0	8.0	7.9	0	8.0	KELAVENT ECHO
65	CASIMCEA 1	CASIMCEA 1	10.0	10.0	10.0	0	10.0	ELECTRICOM
66	ORAVITA	ORAV	9.0	9.0	9.0	0	9.0	LC BUSINESS
67	SFANTA ELENA	SFEL	48.3	48.3	48.3	0	48.3	ENEL GREEN POWER
68	BABADAG III	BABG3	30.0	30.0	30.0	0	30.0	GROUND INVESTMENT CORP

Nr. crt.	Nume Centrala	Nume UD	Putere instalată [MW]	Capacitate instalată [MW]	Putere netă [MW]	Reduceri permanente de putere [MW]	Putere disponibilă	Gestionar
69	CURCUBATA MARE	CURCUBĂTA MARE	15.0	15.0	11.5	3.5	11.5	ENERGO PROIECT
		Total	2951.9	2951.9	2904.9	15.5	2936.4	

Tabelul 2.1.4 – Capacitatea totală de producere instalată și disponibilă în SEN pe fiecare uniune dispecerizabilă centrale eoliene

2.1.1.5. SURSE DISPECERIZABILE ÎN CENTRALE PE BIOMASĂ

Nr. crt.	Nume Centrala	Nume UD	Putere instalată [MW]	Capacitate instalată [MW]	Putere netă [MW]	Reduceri permanente de putere [MW]	Putere disponibilă	Gestionar
1	BIOENERGY SUCEAVA	BIOENERGY SUCEAVA	29.65	29.65	27.65	0	29.65	BIOENERGY SUCEAVA
		Total	29.65	29.65	27.65	0	29.65	

Tabelul 2.1.5 – Capacitatea totală de producere instalată și disponibilă în SEN pe fiecare uniune dispecerizabilă în centrale pe biomasă

2.1.1.6. SURSE DISPECERIZABILE ÎN CENTRALE FOTOVOLTAICE

Nr. crt.	Nume Centrala	Nume UD	Putere instalată [MW]	Capacitate instalată [MW]	Putere netă [MW]	Reduceri permanente de putere [MW]	Putere disponibilă	Gestionar
1	PAULESTI	PAUL2	6.82	6.82	5.80	1.02	5.80	BLUE SAND INVESTMENT
2	STANESTI	STANESTI	7.50	7.50	6.80	0.70	6.80	LONG BRIDGE MILENIUM
3	ISACCEA	RA-RA	8.75	8.75	6.30	2.45	6.30	RA-RA PARC
4	UIESTI 2	UIESTI II	8.03	8.03	7.63	0.40	7.63	MARTIN SOLAR ENERGY
5	IZVORU	IZVORU	8.80	8.80	7.81	0.99	7.81	POWER L.I.V.E. ONE
6	VIERU	VIERU	6.45	6.45	5.60	0.85	5.60	SIMICO PROD FACTORY
7	SLOBOZIA	SLOB	38.40	38.40	38.40	0.00	38.40	LJG GREEN SOURCE ENERGY ALPHA
8	FRASINET 2	FRASI2	8.28	8.28	7.94	0.34	7.94	SOLAR ELECTRIC FRASINET
9	UIESTI 1	UIESTI	9.46	9.46	8.99	0.47	8.99	TINMAR GREEN ENERGY

Nr. crt.	Nume Centrala	Nume UD	Putere instalată	Capacitate instalată	Putere netă	Reduceri permanente de putere	Putere disponibilă	Gestionar
			[MW]	[MW]	[MW]	[MW]		
10	COSTESTII DIN VALE	COSTESTI	7.47	7.47	7.40	0.00	7.47	ECOSFER ENERGY
11	PANTAZI	PANTAZI	6.00	6.00	5.85	0.15	5.86	TIS ENERGY
12	BABA ANA	BANA	7.40	7.40	6.50	0.90	6.50	GREENLIGHT SOLUTIONS
13	IZVOARELE 1	FIZVO	17.28	17.28	17.28	0.00	17.28	LJG GREEN SOURCE ENERGY BETA
14	GOGOSARI	GOGOSARI	7.80	7.80	7.00	0.80	7.00	SPECTRUM TECH
15	IZVOARELE 2	FIZVO2	42.50	42.50	42.50	0.00	42.50	LJG GREEN SOURCE ENERGY GAMMA
16	BERCENI 1	BERCENI1	9.80	9.80	8.50	1.30	8.50	ENEL GREEN POWER
17	BERCENI 2	BERCENI2	9.40	9.40	8.20	1.20	8.20	ENEL GREEN POWER
18	COLIBASI	COLIBASI	6.50	6.50	5.40	1.10	5.40	ENEL GREEN POWER
19	ARICESTII RAHTIVANI 6	ARICESTI6	8.00	8.00	6.80	1.20	6.80	CASA CRANG
20	ARICESTII RAHTIVANI 4	ARICESTI4	8.50	8.50	6.80	1.70	6.80	FORT GREEN ENERGY
21	ARICESTII RAHTIVANI 5	ARICESTI5	8.00	8.00	6.80	1.20	6.80	SOLAR FUTURE ENERGY
22	CHIRIACU	CHIRIACU	6.00	6.00	5.64	0.36	5.64	LEMAR GRUP
23	ARICESTII RAHTIVANI 3	ARAH3	9.46	9.46	7.00	2.46	7.00	VAROKUB ENERGY DEVELOPMENT
24	BUTIMANU	BUTI	6.09	6.09	5.38	0.69	5.40	KENTAX ENERGY
25	PETROTEL LUKOIL	PETROTEL	9.00	9.00	8.63	0.37	8.63	SC LUKOIL ENERGY & GAS ROMANIA S.R.L.
26	LEHLIU 3	LEHL3	9.20	9.20	7.20	2.00	7.20	VRISH PRO IVESTMENTS
27	FUNDULEA	FUNDULEA	6.29	6.29	5.85	0.44	5.85	WDP DEVELOPMENT RO
28	CORABIA	CORABIA	7.00	7.00	6.00	1.00	6.00	CORABIA SOLAR
29	DABULENI	DABULENI	7.50	7.50	6.50	1.00	6.50	POTELU SOLAR
30	GROJDIBODU	GROJDIBODU	9.96	9.96	8.80	1.16	8.80	STUDINA SOLAR
31	CUJMIR 1	CUJMIR1	6.00	6.00	5.25	0.75	5.25	CUJMIR SOLAR
32	CUJMIR 2	CUJMIR2	6.00	6.00	5.25	0.75	5.25	CUJMIR SOLAR
33	VANJU MARE	VANJUMARE	9.36	9.36	7.80	1.56	7.80	VANJU MARE SOLAR
34	OSICA DE SUS	OSICA	7.50	7.50	6.80	0.70	6.80	ARINNA DEVELOPMENT
35	TG CARBUNESTI 1 - NORD	TG CARBUNESTI 1- NORD	9.99	9.99	9.84	0.15	9.84	EYE MALL
36	TG CARBUNESTI 2 - SUD	TG CARBUNESTI 2 - SUD	9.99	9.99	9.84	0.15	9.84	EYE MALL
37	SIMNICUL DE SUS	SIMN	7.92	7.92	7.50	0.39	7.53	SOLPRIM
38	BURILA MICA	BURILA	7.49	7.49	6.60	0.87	6.62	FOTON EPSILON
39	PODARI	PODARI	10.00	10.00	8.15	1.86	8.15	ENEL GREEN POWER MANAGEMENT BUILDINGS COMPANY

Nr. crt.	Nume Centrala	Nume UD	Putere instalată	Capacitate instalată	Putere netă	Reduceri permanente de putere	Putere disponibilă	Gestionar
			[MW]	[MW]	[MW]	[MW]		
40	CARACAL	CARACAL	6.40	6.40	5.76	0.64	5.76	CARACAL SOLAR ALPHA
41	LEU 1	LEU	5.44	5.44	4.30	0.99	4.45	XALANDINE ENERGY
42	BOBICI - ROMKUMULO	BOBICEȘTI	9.54	9.54	8.20	1.34	8.20	ROMKUMULO
43	GOIESTI	GOIESTI	5.24	5.24	4.70	0.43	4.81	IZVOR DE LUMINA
44	MOZACENI 1	MOZACENI 1	9.00	9.00	5.45	3.55	5.45	SUN ENERGY COMPLETE
45	SEBIS 2	SEBIS2	7.50	7.50	6.54	0.96	6.54	GAMA ENERGY
46	SEBIS 1	SEBIS1	7.50	7.50	6.54	0.96	6.54	DELTA ENERGY
47	CIUPERCENI	FCIUP	44.80	44.80	39.00	5.69	39.11	GPSB SOLARIS 48
48	UCEA DE SUS 1	UCEA1	28.00	28.00	28.00	0.00	28.00	GREEN VISION SEVEN
49	UCEA DE SUS 2	UCEA2	18.00	18.00	18.00	0.00	18.00	GREEN VISION SEVEN
50	HARMAN 1	HARMAN	6.60	6.60	5.50	1.10	5.50	CLUE SOLAR
51	MIERCUREA SIBIULUI	MSIBIU	23.09	23.09	21.00	2.09	21.00	XPV
52	HOGHIZ	HOGHIZ	16.77	16.77	14.41	2.22	14.55	VIS SOLARIS 2011
53	URZICUTA 1	URZICUTA 1	7.67	7.67	6.30	1.37	6.30	SOLARIA GREEN ENERGY
54	IZVIN	IZVIN	6.00	6.00	4.87	1.14	4.87	URDEL ENERGY
55	ONESTI	ONESTI	17.28	17.28	15.90	1.38	15.90	SKYBASE ENERGY
		Total	604.71	604.71	546.77	57.26	547.45	

Tabelul 2.1.6 – Capacitatea totală de producere instalată și disponibilă în SEN pe fiecare uniune dispecerizabilă în centrale fotovoltaice

2.1.1.7. SURSE DISPECERIZABILE ÎN CENTRALE NUCLEARE

Nr. crt.	Nume Centrala	Nume UD	Putere instalată	Capacitate instalată	Putere netă	Reduceri permanente de putere	Putere disponibilă	Gestionar
			[MW]	[MW]	[MW]	[MW]		
1	CERNAVODA	U 1	706.5	706.5	650	0	706.5	Sucursala CNE CERNAVODA
2	CERNAVODA	U 2	706.5	706.5	650	0	706.5	Sucursala CNE CERNAVODA
		Total	1413	1413	1300	0	1413	

Tabelul 2.1.7 – Capacitatea totală de producere instalată și disponibilă în SEN pe fiecare uniune dispecerizabilă în centrale nucleare

2.1.1.8. CAPACITATEA TOTALĂ DE PRODUCERE INSTALATĂ ȘI DISPONIBILĂ ÎN SEN PENTRU UNITĂȚILE DISPECERIZABILE

Nr. crt.	Combustibil	Putere instalată	Capacitate instalată	Putere netă	Reduceri permanente de putere	Putere disponibilă
		[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	
1	CARBUNE	5915	4865	4238	1278	4637
2	HIDROCARBURI	4535.6	3040	2755	1601.6	2934
3	APA	6106.5	6078.6	5809.9	252.7	5853.8
4	EOLIAN	2951.9	2951.9	2904.9	15.5	2936.4
5	BIOMASA	29.65	29.65	27.65	0	29.65
6	FOTOVOLTAICE	604.71	604.71	546.77	57.26	547.45
7	NUCLEAR	1413	1413	1300	0	1413
	Total	21556	18983	17582	3205	18351

Tabelul 2.1.8 – Capacitatea totală de producere instalată și disponibilă în SEN, la nivel agregat pentru unitățile dispecerizabile

Analizarea Capacităților de producție a unităților dispecerizabile, prezentate în tabelele de mai sus conduce la următoarele concluzii:

- Grupurile pe cărbune:
 - o Un număr de 4 grupuri însumând 1050 MW sunt retrase din exploatare având capacitatea instalată 0 MW;
 - o Reducerile permanente de putere a celorlalte unități dispecerizabile totalizează 228 MW
 - o Un număr de 19 grupuri nu au autorizație de funcționare sau aceasta este în curs de avizare
- Grupurile pe hidrocarburi:
 - o Un număr de 15 grupuri însumând 1496,6 MW sunt retrase din exploatare având capacitatea instalată 0 MW;
 - o Reducerile permanente de putere pentru celelalte unități dispecerizabile totalizează 1050 MW;
 - o Un număr de 16 grupuri nu au autorizație de funcționare sau aceasta este în curs de avizare
- Grupurile din hidrocentrale:
 - o Un număr de 2 grupuri însumând 27,9 MW sunt retrase din exploatare având capacitatea instalată 0 MW;
 - o Reducerile permanente de putere pentru celelalte unități dispecerizabile totalizează 224,8 MW;
- Grupurile din Centralele eoliene
 - o Puterea netă a unităților dispecerizabile este de 2904,9 MW din care, reducerile permanente de putere sunt de 15,5 MW;
- Grupurile din Centralele fotovoltaice
 - o Puterea netă a unităților dispecerizabile este de 546,77 MW din care, reducerile permanente de putere sunt de 57,26 MW

Capacitatea totală de producție instalată în unitățile dispecerizabile este de 18983 MW cu o reducere permanentă de putere de 3205 MW. Puterea totală disponibilă este de 18351 MW.

2.1.2. Surse nedispecerizabile

Capacitatea totală de producere instalată și disponibilă în SEN pentru unitățile nedispecerizabile la data de 1.10.2017 este primită ca dată de intrare de la CN Transelectrica SA și este prezentată în Tabelul 2.1.9

Nr. crt.	Combustibil	Total grupuri	Putere instalată [MW]	Capacitate instalată [MW]	Putere minimă tehnic [MW]	Putere netă [MW]	Reduceri permanente de putere [MW]	Putere disponibilă [MW]
1	CARBUNE	11	325.27	325.27	105.11	229.07	40.00	285.27
2	HIDROCARBURI	239	1251.29	901.29	292.55	678.72	446.66	804.63
3	APA	701	655.35	629.32	314.08	565.11	73.98	581.37
4	EOLIAN	50	75.32	75.00	3.22	70.57	0.87	74.45
5	BIOMASA	51	100.66	99.83	24.38	93.16	3.02	97.65
6	FOTOVOLTAICE	553	773.51	773.50	23.85	738.63	12.41	761.10
7	GEOTERMALA	1	0.05	0.00	0.00	0.00	0.05	0.00

Tabelul 2.1.9 – Capacitatea totală de producere instalată și disponibilă în SEN, la nivel agregat pentru unitățile nedispecerizabile

2.1.3. Capacitatea totală de producere instalată și disponibilă în SEN

Capacitatea totală de producere instalată și disponibilă în SEN, la nivel agregat pe tipuri de combustibil a rezultat din însumarea capacității în surse dispecerizabile și a celei din surse nedispecerizabile și este prezentată sintetic în Tabelul 2.1.10

Nr. crt.	Combustibil	Putere instalată	Capacitate instalată	Putere netă	Reduceri permanente de putere	Putere disponibilă
		[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
1	CARBUNE	6240	5190	4467	1318	4922
2	HIDROCARBURI	5787	3941	3434	2048	3739
3	APA	6762	6708	6375	327	6435
4	EOLIAN	3027	3027	2975	16	3011
5	BIOMASA	130	129	121	3	127
6	FOTOVOLTAICE	1378	1378	1285	70	1309
7	NUCLEAR	1413	1413	1300	0	1413
	TOTAL	24738	21787	19957	3782	20956

Tabelul 2.1.10 – Capacitatea totală de producere instalată și disponibilă în SEN, la nivel agregat pe tipuri de combustibil

Capacitatea totală de producție instalată în SEN în unitățile dispecerizabile este de 18983 MW cu o reducere permanentă de putere de 3205 MW. Puterea totală disponibilă este de 18351 MW

Situația puterii nete pe surse primare de combustibil rezultată (valorile marcate din tabel) corespunde datelor sintetice ale puterii nete disponibile *Net Generating Capacity* raportate pentru luna iulie 2018 de către SEN (vezi Anexa A2.1)

2.2. Rezerve de sistem

Rezervele de putere într-un sistem electroenergetic se clasifică, după timpul și modul (manual sau automat) în care pot fi mobilizate. Acestea sunt:

- rezerva de reglaj primar;
- rezerva de reglaj secundar;
- rezerva de reglaj terțiar rapid (rezerva “minut”);
- rezerva terțiară lentă.

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

Toți producătorii de energie electrică sunt obligați să asigure reglajul primar conform solicitării Transelectrica, prin grupurile dispecerizabile proprii sau prin colaborare cu alți producători. Rezerva de reglaj primar trebuie să fie distribuită cât mai uniform în SEN.

3. SINTEZA REGLEMENTĂRILOR EUROPENE RELATIV LA ADECVANȚA UNUI SISTEM ELECTROENERGETIC

Conform Caietului de sarcini, al doilea obiectiv specific al Studiului este reprezentat de analiza și sinteza legislației și reglementărilor europene, a regulamentelor și metodologiilor ENTSO-E din punctul de vedere al aspectelor referitoare la adecvanța sistemelor electroenergetice și rezervele de putere, și aplicarea lor în cazul Sistemului Electroenergetic Național, unde conceptul de adecvanță este perceput ca fiind abilitatea unui sistem de a furniza energie electrică tuturor utilizatorilor în limitele admise și în cantitatea cerută.

3.1. Sinteza reglementărilor Uniunii Europene

Reglementările europene care sunt relative la adecvanța unui sistem electroenergetic sunt:

- Directiva 89/2005/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 18 ianuarie 2006 privind măsurile menite să garanteze siguranța aprovizionării cu energie electrică și investițiile în infrastructuri;
- Directiva 72/200/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 13 iulie 2009 privind normele comune pentru piața internă a energiei electrice și de abrogare a Directivei 2003/54/CE;
- Regulamentul (CE) 714/2009 al Parlamentului European și al Consiliului privind condițiile de acces la rețea pentru schimburile transfrontaliere de energie electrică și de abrogare a Regulamentului (CE) nr. 1228/2003;
- Regulamentul (UE) 1222/2015 al Comisiei din 24 iulie 2015 de stabilire a unor linii directe privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor;
- Regulamentul (UE) 631/2016 al Comisiei din 14 aprilie 2016 de instituire a unui cod de rețea privind cerințele pentru racordarea la rețea a instalațiilor de generare;
- Regulamentul (UE) 1388/2016 al Comisiei din 17 august 2016 de stabilire a unui cod de rețea privind racordarea consumatorilor;
- Regulamentul (UE) 1719/2016 al Comisiei din 26 septembrie 2016 de stabilire a unei orientări privind alocarea capacităților pe piața pe termen lung;
- Regulamentul (UE) 1485/2017 al Comisiei din 2 august 2017 de stabilire a unor linii directe privind funcționarea sistemului de transport al energiei electrice;
- Regulamentul (UE) 2195/2017 al Comisiei din 23 noiembrie 2017 de stabilire a unei linii directe privind echilibrarea sistemului de energie electrică;
- Regulamentul (UE) 2196/2017 al Comisiei din 24 noiembrie 2017 de stabilire a unui cod de rețea privind starea de urgență și restaurarea sistemului electroenergetic;

3.1.1. Adecvanța unui sistem electroenergetic

3.1.1.1. CONCEPTUL DE ADECVANȚĂ

Adecvanța reprezintă capacitatea sistemului de a acoperi cererea pe termen lung, ținând cont de incertitudinea inerentă a cererii și ofertei, imposibilitatea de stocare a energiei electrice și durata lungă de timp necesară pentru extinderea capacității sau a rețelei.

Conform definiției, adecvanța este o măsură a capacității unui sistem electric de a furniza energie electrică și a satisface cerințele de energie electrică ale consumatorilor în condiții normale și în limitele de tensiune admise, ținând seama de planificările și întreruperile neprogramate ale componentelor sistemului și constrângerile de operare impuse de funcționarea sistemului.

Adecvanța sistemului este suma adecvanței generării și a rețelei de transport a energiei. Evaluarea adecvanței se poate referi fie numai la generare, fie numai la rețeaua de transport, sau la ambele:

- Adecvanța generării unui sistem electroenergetic este o evaluare a capacității de generare pe care o are sistemul pentru a acoperi consumul de energie electrică;
- Adecvanța rețelei de transport a unui sistem electroenergetic este o evaluare a capacității sistemului de a gestiona fluxul de putere care rezultă din transferul de energie de la generatoare la centrul de consum;
- Adecvanța sistemului este o măsură a capacității unui sistem de a furniza sarcina cerută în toate stările staționare în care sistemul electroenergetic poate exista în condiții normale de funcționare.

3.1.1.2. NIVELUL DE ADECVANȚĂ ȘI MĂRIMILE ASOCIATE

Adecvanța generării nu înseamnă doar o putere generată suficientă pentru a face față consumului ci și a rezervelor care pot permite sistemului să reziste la întreruperile majore, la perioadele de secetă sau eventualei lipse de disponibilitate a combustibilului. În acest sens, tendințele pieței joacă un rol semnificativ în determinarea adecvanței sistemului.

Adecvanța sistemului este esențială pentru asigurarea siguranței în alimentare cu energie electrică a consumatorilor. Pentru a garanta furnizarea continuă de energie electrică consumatorilor, sunt necesare disponibilitatea unei capacități de generare suficiente și fiabilitatea rețelelor de transport și distribuție a energiei electrice.

O problemă cheie în analiza adecvanței este determinarea factorilor care trebuie luați în considerare atunci când se analizează capacitatea de generare ofertată de a satisface cererea.

Calcularea mărimilor specifice necesită o metodologie și un model adecvat. Fiabilitatea este un concept probabilistic, evaluarea acesteia necesită analiza mai multor configurații de sistem cu o probabilitate asociată de apariție derivată din variabile cum ar fi:

- Întreruperile aleatoare neplanificate ale echipamentelor de generare sau de transport;

- Variabilitatea resurselor primare, cum ar fi viteza vântului, radiația solară sau hidroalicitatea;
- Volatilitatea cererii, influențată de vreme, economie și alte efecte pe termen scurt;
- Decizii ale operatorilor de transport sau proprietarilor de centrale, cum ar fi întreruperile datorate mentenanței sau strategiile de exploatare a hidrocentralelor cu acumulare.

Principalele mărimi asociate adecvanței sunt:

- EENS: Energia care se așteaptă a nu fi furnizată (Expected Energy Not Supplied);
- ENS: Energia nelivrată (Energy Not Supplied);
- LOEE: Pierderea de energie așteptată (Loss of Energy Expectation);
- LOLE: Pierderea de consum așteptată (Loss of Load Expectancy);
- LOLP: Probabilitatea pierderii consumului (Loss of Load Probability);
- Rezerva de capacitate
- Frecvența și durata întreruperilor așteptate (SAIFI și SAIDI)
- EFC: Capacitatea fermă echivalentă (Equivalent Firm Capacity)

Energia nelivrată (EENS) este, *conform reglementărilor UE**, valoarea volumului cererii de energie electrică, calculată în MWh, într-un an dat, care se așteaptă a nu fi asigurată și stă la baza calculului celorlalți indicatori de adecvanță.

În Codul Tehnic al RET, EENS este numită energie nelivrată EN și este menționată în calculul Timpului Mediu de Întrerupere (TMI) și al Indicatorului „rezerva minut”.

În *Standardul de performanță pentru serviciul de transport al energiei electrice și pentru serviciul de sistem*, aprobat cu Ordinul ANRE 12/2016, ENS (Energy Not Supplied), este menționată ca indicator de performanță pentru continuitatea serviciului de transport al energiei electrice și reprezintă energia nelivrată utilizatorilor/neprodusă în centrale din cauza întreruperilor de lungă durată [MWh].

Nelivrarea de energie EENS poate avea următoarele cauze primare:

- LOP: Lipsa capacității de generare (Lack of Power) a unui sistem electric cu referire la adecvanța generării (GA);
- LOI : Lipsa de interconexiune (Lack of Interconnection) - capacitatea de generare a energiei electrice este disponibilă într-o zonă diferită de aceea unde energia este necesară, iar constrângerile de rețea împiedică alimentarea sarcinii;
- LO: Supraîncărcarea liniilor (Line Overload) - relevantă pentru adecvanța sistemului, reprezintă supraîncărcarea elementelor de rețea care face imposibilă alimentarea unui consum (de exemplu un consum mai mare decât generarea într-o zonă de rețea slab conectată);
- Separarea rețelei sau nod izolat - relevantă pentru adecvanța sistemului, reprezintă indisponibilitatea unui sau a mai multor elemente de rețea care periclitează sistemul electric făcând imposibilă alimentarea consumului unui singur nod sau a unei porțiuni a rețelei.

* Identification of Appropriate Generation and System Adequacy Standards for the Internal Electricity Market - Final Report - European Commission B-1049 Brussels

Pornind de la determinarea EENS, este posibilă cuantificarea câtorva mărimi suplimentare utilizate în mod obișnuit de către OTS pentru a evalua adecvanța sistemelor de producție și de transport cum ar fi:

- Indicatorul de nefiabilitate al energiei, obținute prin împărțirea la energia totală cerută
- Rezerva minut, obținută prin împărțirea la vârful de sarcină.

EENS poate fi calculată atât prin metoda deterministă, cât și prin cea probabilistică, dar în primul caz este nevoie de simulări pe întregul an.

Toate mărimile, indiferent de tipul de abordare și de modelul adoptat, depind de imposibilitatea de a alimenta consumul în toate stările posibile ale sistemului.

LOLE reprezintă orele anuale de apariție a EENS pe un an întreg, în timp ce

LOLP corespunde probabilității apariției EENS la vârful de sarcină. LOLP reprezintă probabilitatea ca sarcina să depășească generarea disponibilă; acest lucru este adesea limitat la capacitatea de a satisface anual sarcina maximă săptămânală.

Rezerva de capacitate reprezintă excedentul mediu al capacității de producție disponibile la vârful de consum, exprimat în procente.

Capacitatea de producție disponibilă ia în considerare capacitatea instalată la vârful de consum prin ajustarea acesteia cu factorii de disponibilitate.

Frecvența și durata întreruperilor preconizate oferă o măsură a impactului nelivrării energiei electrice asupra clienților.

Capacitatea fermă echivalentă EFC (Equivalent Firm Capacity) corespunde capacității RES să mențină aceeași LOLE în Sistem. EFC reprezintă cantitatea de capacitate fermă, disponibilă întotdeauna, care poate fi înlocuită de un anumit volum de generare a centralelor eoliene (o abordare similară poate fi extinsă și la alte surse regenerabile intermitente) pentru a obține același nivel de siguranță a alimentării, măsurată prin LOLE.

3.1.1.3. AVANTAJELE SI DEZAVANTAJELE UTILIZĂRII DIFERIȚILOR INDICATORI DE ADECVANȚĂ

Din definițiile date mai sus, mărimile considerate sunt modalități diferite de a caracteriza EENS într-un sistem (pe baza duratei sale, a probabilității, a frecvenței apariției). În plus, cuantificarea EENS pare a fi cea mai directă modalitate de a obține o evaluare a costurilor de livrare pentru a compara investițiile posibile în vederea atingerii obiectivelor adecvanței. În Tabelul 3.1.1 se prezintă principalele avantaje și dezavantaje ale fiecărei mărimi.

Mărimea	Avantaje	Dezavantaje
EENS	Cuantificarea ENS; posibilitatea de evaluare a costului nelivrării folosite în abordarea analizei cost beneficiu	Nu se pot compara direct sisteme electrice de diferite dimensiuni
LOLE	Definirea simplă a probabilității de apariție a problemelor	Gravitatea problemelor nu este cuantificată. Trebuie comparate doar sistemele omogene. Aceasta poate depinde de deciziile privind funcționare sistemului electric în condiții critice
LOLP	Definirea simplă a probabilității de apariție a problemelor Posibilitatea de a compara sistemele electroenergetice de dimensiuni diferite.	Nu sunt cuantificate gravitatea și durata problemei
Rezerva de capacitate	Abordare cantitativă simplificată, fără simulare necesară	Un indicator adecvat în momentele în care generarea intermitentă nu este semnificativă și proporția fiecărui tip de generare din grupuri este aproximativ constantă de la an la an.
Frecvența și durata întreruperilor preconizate	Ilustrarea rezultatelor măsurătorilor probabilistice de risc în termeni de impact real pentru consumatorii de energie electrică	Nu este la fel de precis ca LOLE și EENS. Acesta poate depinde de deciziile privind funcționarea sistemului electric în condiții critice

Tabelul 3.1.1 Principalele avantaje și dezavantaje ale utilizării indicatorilor de adecvanță

3.1.2. Evaluarea adecvanței sistemului

Evaluarea adecvanței este o modalitate fundamentală de a măsura dacă generarea energiei electrice într-un sistem corespunde cerințelor așteptate și cererii de energie la un moment dat.

Metodele de calcul al valorilor adecvanței sunt clasificate în metode deterministe și metode probabilistice.

Metodele deterministe se bazează pe analiza unui număr redus de configurații ale sistemului selectate ca fiind cele mai reprezentative pentru situațiile care pot solicita sistemul. De exemplu, analiza circulațiilor de putere, în cazul în care se presupune că anumite linii importante sau generatoare pot deveni indisponibile. Aceste metode permit estimarea impactului anumitor situații specifice asupra fiabilității, dar ele nu pot estima fiabilitatea generală a sistemului.

Metodele probabilistice urmăresc să estimeze probabilitatea de a satisface consumul, având în vedere că variabilele care definesc adecvanța (generarea, cererea și disponibilitatea liniilor) sunt stocastice. Astfel de metode gestionează un număr mare de stări/configurații, cu o probabilitate asociată de apariție derivată din variabilele de bază ale unui model complex.

Având în vedere natura stocastică a variabilelor sistemului, metodele deterministe, deși utilizate frecvent, nu pot permite calcularea unor valori care să reflecte situația reală a unei țări referitor la siguranța sistemului.

Valorile probabilistice comune sunt pierderea de consum așteptată (LOLE), probabilitatea de pierdere a consumului (LOLP) și energia care se așteaptă a nu fi furnizată (EENS).

Abordarea Monte Carlo este singura metodă probabilistică potrivită pentru reprezentarea tuturor aspectelor unui sistem de energie electrică care pot avea un impact asupra adecvanței. De fapt, o simulare Monte Carlo poate reprezenta întregul sistem electroenergetic (generare și transport) prin generare de numere aleatoare pentru a produce o gamă largă de stări posibile ale acelui sistem, considerând disponibilitatea generării, viteza vântului, hidraulicitatea râurilor, consumul etc. Pentru fiecare stare a sistemului, energia care nu este furnizată (ENS) este calculată prin simularea dispecerizării generării (sau a compensării pieței) și prin identificarea eventualei energii nelivrate ENS. După un eșantion adecvat de simulări, devine posibilă calcularea tuturor indicatorilor de adecvanță (de exemplu probabilitatea de pierdere a consumului LOLP, ca număr de stări cu energie nelivrată împărțit la numărul total de simulări).

În scopul obținerii unei estimări corecte, este necesar un număr mare de simulări. De aceea în funcție de complexitatea sistemului analizat, poate fi necesar un timp mai îndelungat pentru a calcula rezultatele.

Din lista inițială de mărimi, următoarele valori au fost selectate datorită capacității lor de a evalua gradul de adecvanță, luând în considerare atât generarea, cât și sistemul de transport:

- **EENS:** Energia care se așteaptă a nu fi furnizată într-o anumită perioadă de timp;
- **LOLP** și **LOLE:** probabilitatea, respectiv durata în ore când generarea să fie insuficientă pentru a face față consumului.

În cazul pieței interne de energie (IEM) a UE, interconexiunile transfrontaliere permit statelor membre să se sprijine reciproc în cazul unei capacități insuficiente; prin urmare, valorile pentru calcul nu pot ignora dimensiunea transfrontalieră a sistemelor și piețelor de energie electrică. Pe de altă parte, capacitatea limitată a liniilor de transport restrânge posibilitatea unei zone, cu exces de capacitate de producție, să acorde ajutor de avarie altui sistem aflat în lipsă de capacitate. Prin urmare, congestiile interne sau transfrontaliere sunt o variabilă suplimentară care trebuie inclusă în algoritmii de calcul.

Valorile energiei nelivrate așteptate (EENS) permit cuantificarea energiei electrice nelivrate ENS și comparația costului asociat sistemului cu costul investițiilor necesare pentru ca aceasta să fie evitată.

Evaluarea adecvanței este de obicei efectuată de Operatorul de Transport (OTS), dar datele publice arată că această evaluare se face în câteva țări și se limitează, în principal, la adecvanța generării (GA). De asemenea, nu există un mecanism clar bazat pe evaluarea adecvanței generării (GA) pentru a declanșa măsuri de asigurare a adecvanței.

Evaluarea adecvanței depinde de variabilele scenariului, iar incertitudinea principală este legată de întreruperile neplanificate ale grupurilor și liniilor și de disponibilitatea energiei din surse primare.

Comparația nivelului adecvanței în diferite sisteme depinde de valorile adoptate și coerența ipotezelor care stau la baza evaluării.

În ceea ce privește avantajele și dezavantajele utilizării diferiților indicatori și posibilitatea identificării relațiilor dintre aceștia, din definițiile date mai sus rezultă că mărimile considerate sunt moduri complementare de a caracteriza Energia care se așteaptă a nu fi furnizată (EENS) într-un sistem pe baza duratei, probabilității sau frecvenței de apariție.

3.1.3. Metodologii de evaluare a adecvanței

Plecând de la premisa că obținerea unui sistem caracterizat printr-o adecvanță "absolută" impune considerarea unor investiții "infinite", în practică obiectivul este obținerea compromisului optim între rentabilitate și fiabilitate.

Atât timp cât nu există o abordare larg răspândită pentru măsurarea valorii energiei nelivrate, practica stabilirii nivelului de acceptabilitate este definită cantitativ prin criterii de fiabilitate care pot fi clasificate în două categorii principale: deterministă și probabilistică.

3.1.3.1. METODE DETERMINISTE

Metodele deterministe permit un calcul rapid dar nu acoperă toate contingențele configurațiilor sistemului.

Prin metoda deterministă, evaluarea adecvanței se bazează pe cerința ca fiecare întrerupere din setul de contingențe să aibă ca rezultat performanța sistemului care permite satisfacerea cererii printr-un nivel corespunzător al reglajului frecvenței. Aceste evaluări sunt definite prin selectarea unui set discret de configurații de sistem, o serie de condiții de funcționare a sistemului (dispecerizarea unităților generatoare și distribuția sarcinii), o listă a eventualelor contingențe (de exemplu linii sau transformatoare) și criterii de evaluare a performanței sistemului (valori ale tensiunii, frecvenței, încărcării elementelor de rețea în limitele lor de funcționare). Aceste condiții de funcționare sunt simulate prin analize de regim staționar și de stabilitate dinamică, evaluând performanța sistemului în cadrul fiecărei condiții simulate.

Există mai multe probleme privind aceasta metodă:

- se iau în considerare doar câteva rezultate distincte bazate pe criteriile de analiză, ignorând sute sau mii de altele;
- se dă importanță egală fiecărui rezultat. Aceasta înseamnă că nu se face nici o încercare de a evalua probabilitatea fiecărui rezultat;
- interdependența dintre datele de intrare, impactul diferitelor date de intrare în raport cu rezultatul și alte aspecte sunt ignorate, cu riscul de simplificare a modelului și de reducere a preciziei acestuia;
- este imposibil să se ia în considerare combinațiile de insuficiență a resurselor primare, cum ar fi vântul sau apa, cu avariile în sistem (în generare și/sau transport), ceea ce este foarte probabil să apară în sistemele cu penetrare înaltă a resurselor de energie regenerabilă (RES).

În pofida dezavantajelor și inadvertențelor sale, acest tip de analiză este folosit, deoarece poate fi întreprinsă rapid, în special la nivelul dispecerizării pentru a evalua securitatea operativă în timp real a sistemului.

Există două abordări deterministe principale:

- Metoda rezervei de putere
- Metoda selectării incidentelor

Metoda rezervei de putere

Rezerva de putere este diferența dintre capacitatea de generare disponibilă și sarcina care trebuie acoperită, fără a ține cont de constrângerile de transmisie.

Metoda rezervei de putere este o metodologie deterministă încă utilizată în mai multe state membre, pentru evaluarea adecvanței generării (GA). Acest criteriu se bazează pe limita la care consumul se poate apropia de capacitatea instalată. Prin urmare, rezerva de putere este definită ca raportul dintre capacitatea instalată sau cea disponibilă și sarcina anuală maximă, minus unu. De obicei, nu se pune accent pe rolul interconexiunilor. În cazul dispecerizării sistemului, criteriul rezervei de putere este de obicei determinat în funcție de condițiile limită (de exemplu pierderea celei mai mari unități de producție utilizate sau a unui procent din sarcina maximă).

Consecința ignorării congestiilor sau a avariilor în transport poate duce la situația în care, deși există suficientă rezervă în sistem, unele zone ale sistemului să prezinte o lipsă de rezervă, fiind expuse la un nivel de fiabilitate mai scăzut.

Metoda rezervei de putere a fost adoptată în trecut de către Uniunea pentru coordonarea transportului de energie electrică (UCTE) și de către ENTSO-E pentru a stabili adecvanța generării (GA). Recent, ENTSO-E a decis să treacă la o analiză probabilistică, mai adecvată pentru gestionarea unui sistem interconectat, caracterizat prin variații relevante ale sarcinii și o penetrare ridicată a generării neprogramabile.

Metoda selectării incidentelor

Metoda selectării incidentelor include restricții în transport utilizând o simulare deterministă a unui set distinct de scenarii de contingente.

Metoda incidentelor selectate este o metodologie deterministă care ia în considerare și rețeaua de transport și impactul asociat asupra adecvanței sistemului. Procedura generală pentru implementarea acestei metode constă în două etape:

- Selectarea uneia sau mai multor stări de bază ale sistemului care trebuie să corespundă condițiilor de operare considerate critice, bazându-se pe experiența atât a planificării, cât și a operării;
- Supunerea fiecărei stări a sistemului unei serii de incidente în generare și transport și examinarea modului în care sistemul rezistă incidentelor selectate verificând fluxul de sarcină și, dacă este necesar, analize dinamice de stabilitate.

3.1.3.2. METODE PROBABILISTICE

Metodele probabilistice iau în considerare toate configurațiile sistemului derivate din factorii de indisponibilitate asociați fiecărui element al sistemului.

Criteriile probabilistice constituie o generalizare a abordării deterministe, deoarece în principiu sunt examinate toate situațiile de constrângere posibile și, din rezultatele acestora, se obțin indici de risc. Abordarea probabilistică recunoaște caracterul aleatoriu al consumului, a producției în sursele regenerabile și ieșirile din funcțiune a echipamentelor de generare / transport.

Principalele deficiențe ale abordării deterministe rezolvate prin metoda probabilistică includ:

- Nicio preferință în selectarea scenariilor și a contingențelor; singura limitare derivă din numărul maxim de situații examinate;
- Posibilitatea de a acorda o pondere fiecărui caz în studiu pe baza probabilității de apariție a acestuia;
- Posibilitatea de a aborda un sistem mare interconectat, atât pentru adecvanța generării cât și a sistemului.

O simulare tipică a unui model probabilistic se bazează pe apariția aleatoare a defectării echipamentelor sau pe disponibilitatea resurselor primare, din care se calculează o bază de dispecerizare a unităților hidro / termo pe baza criteriilor de minimizare a costurilor. Este posibilă o analiză a fluxului de puteri, pentru a evidenția efectele asupra rețelei a unei dispecerizări economice și pentru a lua în considerare disponibilitatea tuturor elementelor sistemului.

Există în esență două tipuri diferite de metode probabilistice:

- Convoluția funcțiilor de probabilitate;
- Modelul Monte Carlo.

Metoda convoluției necesită o analiză suplimentară pentru a lua în considerare întreruperile pentru mentenanță ale unităților și strategiile de funcționare a unităților cu acumulare, astfel că, în general, nu este o reprezentare bună a sistemelor în care restricțiile din transport sunt importante deoarece obținerea unei disponibilități compozite a elementelor de rețea și a generatoarelor ar fi foarte complexă.

Modelele Monte Carlo analizează automat o gamă largă de stări posibile ale sistemului. Modelele Monte Carlo pot reprezenta întregul sistem de putere (generare, transport și, în general, distribuție) prin aplicarea tehnicilor numerelor aleatoare pentru a simula o gamă largă de stări posibile ale sistemului. În special, tehnicile Monte Carlo se bazează pe ideea că decizia dacă un element va funcționa sau nu poate fi determinată de către un generator de numere aleatoare uniforme.

Un număr aleator este generat pentru fiecare element din sistemul modelat și acesta este supus unei indisponibilități aleatoare. Orice element al cărui număr intră în intervalul său de indisponibilitate este deconectat de la sistem pentru simularea respectivă. Acest proces se repetă de mai multe ori pentru a simula diferite stări aleatoare, așa că este nevoie de un număr foarte mare de simulări.

Eșantionarea aleatoare ar putea fi extinsă la alți factori cu o probabilitate asociată, cum ar fi producția din surse regenerabile sau dependența consumului de condițiile meteorologice.

Principalul dezavantaj al unei simulări Monte Carlo este că, pentru a obține o precizie rezonabilă în estimarea mărimii, este necesar să se efectueze un număr foarte mare de simulări (de obicei zeci de mii), deoarece fiecare simulare are aceeași importanță, și numai cu mai multe extracții Monte Carlo este posibil să se obțină o bună reprezentare a sistemului. Situațiile cu probabilitate mai mare vor apărea mai des, în timp ce situațiile rare pot fi examinate dar efectul lor asupra rezultatelor medii va fi mai mic.

3.1.4. Metodologia țintă ENTSO-E bazată pe abordarea probabilistică

Nivelul de fiabilitate a sistemului de energie electrică pan-European este evaluat de către ENTSO-E printr-o simulare cronologică orară a întregului sistem interconectat în care, pentru fiecare punct în timp (oră), o procedură de optimizare încearcă să acopere cererea de sarcină estimată din fiecare zonă, utilizând capacitatea de generare disponibilă atât în interiorul zonei, cât și în alte zone, în funcție de ordinea lor de merit și ținând seama în mod corespunzător de restricțiile pe interconexiuni.

Aceste simulări oferă o estimare a fluxurilor transfrontaliere preconizate și, în plus, o astfel de modelare permite ENTSO-E să obțină o gamă largă de indicatori. Principalii indicatori de evaluare a adecvanței sunt: LOLE, LOLP, orele de încărcare maximă ale generării și reduceri ale surselor de energie regenerabilă.

3.1.5. Concluzii și recomandări la nivel UE privind evaluarea adecvanței

Principalele concluzii și recomandări derivate din procesul de evaluare la nivelul UE a adecvanței sunt prezentate mai jos:

- Stabilirea unei mărimi unice care să fie utilizată în toate țările, pentru a permite compararea situațiilor din fiecare țară;
- Stabilirea energiei electrice nelivrate EENS ca mărime de preferință, deoarece numai aceasta se dovedește a fi adecvată pentru calcularea nivelului optim al rezervei din punct de vedere social;
- Utilizarea unei metodologii și a unor instrumente comune (programe de calcul) capabile să obțină rezultate comparabile din calculul mărimilor, pentru a se asigura că nivelul de calitate este adecvat și că diferențele dintre măsurătorile țărilor nu se bazează pe metodologii diferite;
- Instrumentul propus ar trebui să se bazeze pe un model de simulare secvențială utilizând tehnica Monte Carlo pentru a lua în considerare întreruperile din generare și transport, constrângerile legate de transport, inclusiv blocajele interne în transport, sprijinul transfrontalier din țările învecinate, variabilitatea energiilor regenerabile, funcționarea instalațiilor hidroelectrice cu acumulare, lucrările de mentenanță a generatoarelor și răspunsul cererii;
- Acest model trebuie să simuleze distribuția fluxului de energie între statele membre și ar trebui să poată evidenția eventualele blocaje din rețea;

- Precizia modelelor Monte Carlo depinde de numărul de cazuri aleatoare; prin urmare, va fi necesar să se stabilească un număr suficient de cazuri pentru a asigura convergența rezultatelor de simulare într-o anumită bandă (de exemplu, 5%). Un număr mai mic de cazuri ar duce la o inexactitate în estimarea valorilor adecvanței.

Cea mai potrivită modalitate de a se asigura că rezultatele din diferite țări sunt comparabile și coerente este utilizarea unui model comun; toate statele membre reprezentate de modelul comun ar trebui să schimbe între ele aceleași date, cu niveluri similare de detaliere, pentru a utiliza aceleași variabile supuse simulării Monte Carlo și pentru a avea o reprezentare comună a congestiilor transfrontaliere și interne din transport.

Scopul Comisiei Europene, acela de a obține standarde comparabile privind adecvanța generării și a sistemului, se bazează pe faptul că ambele evaluări abordează capacitatea sistemului de a satisface sarcina cerută în condițiile diferitelor evenimente aleatoare; prin urmare, investițiile în generare și întărirea rețelei pot fi selectate pe o bază eficientă din punct de vedere al costurilor.

O altă recomandare se referă la valorile optime ale oricărui indicator, care trebuie să rezulte din analiza cost-beneficiu (ACB) sau din maximizarea bunăstării sociale.

Evaluarea valorii pierderii sarcinii (VOLL) este crucială pentru implementarea unui nivel de adecvanță rentabil; relația dintre costul sistemului și valoarea pierderii sarcinii (VOLL), care poate fi diferită de la o țară la alta, și disponibilitatea diferitelor soluții pentru limitarea Energiei Electrice nelivrate (EENS), poate implica diferite niveluri de acceptabilitate a EENS pentru fiecare țară.

Calculul valorii pierderii sarcinii (VOLL) este complex și se bazează, în mod normal, pe sondaje și include mai mulți factori: tipurile de clienți, durata întreruperii, timpul de apariție și frecvența. Valoarea pierderii sarcinii (VOLL) ar trebui calculată printr-o metodologie comună pentru a asigura o aplicare consecventă a energiei nelivrată așteptată (EENS) obținută din simulările Monte Carlo.

Pentru piața internă a energiei, limitele de preț definite de reglementator pentru prețul energiei electrice angro (dacă există) ar trebui să se bazeze pe valoarea pierderii sarcinii (VOLL), pentru a evita transmiterea unor semnale contradictorii către investitori cu privire la valoarea asociată a energiei nelivrate așteptate (EENS). Limitele de preț deasupra VOLL pot promova o capacitate mai mare decât este optimă din punct de vedere social (deoarece prețurile pot atinge valori limită în cazul EENS), în timp ce limitele de preț sub VOLL pot produce efectul invers. Pe piețele cu o bună adecvanță, această denaturare va fi neglijabilă, deoarece impactul limitelor de preț asupra prețurilor medii ale energiei va fi scăzut.

Atât timp cât metode și standarde diferite sunt utilizate pentru a defini și a impune cerințele de capacitate, pentru a atinge gradul de adecvanță, pot apărea mișcări negative de adecvanță, sub formă de sprijin frecvent dintr-o țară cu capacitate excesivă în alta cu deficit de capacitate. Riscul de transfer poate fi redus prin utilizarea unui model comun și a unor metode și standarde omogene.

Pentru atingerea obiectivelor de adecvanță, statele membre se bazează pe piețele de energie electrică sau pe intervențiile publice. Planificarea rețelei bazată pe evaluările adecvanței poate oferi statelor membre o indicație a necesității de a lansa intervenții publice, precum și semnale privind oportunitățile de investiții în capacități noi de generare. Cu toate acestea, declanșarea intervenției publice ar trebui să se bazeze pe certitudinea că această intervenție este esențială pentru asigurarea unui nivel corespunzător al siguranței alimentării (SoS).

În ceea ce privește posibilele intervenții publice, trebuie remarcat faptul că o lipsă de armonizare în politica de stimulare a investițiilor subminează competitivitatea pieței. Prin urmare, principiile aplicate intervențiilor publice trebuie să fie clar definite, transparente, nediscriminatorii și verificabile.

Intervenția publică se poate baza pe stimulente speciale stabilite pentru a atrage investițiile necesare pentru a obține capacități suplimentare de producție, de transport sau de reducere a cererii. Intervențiile identificate pentru asigurarea adecvanței generării (GA) sunt rezervele strategice și plățile de capacitate.

Evaluarea nevoilor de investiții ar trebui să se facă pe baza analizei cost-beneficiu ACB, cu scopul de a minimiza costul Energiei nelivrate așteptate EENS (EENS * VOLL) plus orice cost suplimentar de generare sau de transport.

3.2. Sinteza reglementărilor și metodologiilor elaborate de ENTSO-e

În ceea ce privește regulamentele și metodologiile ENTSO-E privind adecvanța unui sistem electroenergetic, se pot enumera:

- Manualul de Operare ENTSO-E (Operation Handbook), Politica 1 – Controlul putere-frecvență și realizarea lui (Load-Frequency Control and Performance);
- Document suport pentru Codul de rețea privind Controlul putere-frecvență și rezerva de putere
- Codurile ENTSO-E aflate în curs de elaborare sau de aprobare la nivelul UE, după cum urmează:
 - Ghidul de funcționare a sistemului (System Operation Guideline);
 - Codul de rețea pentru situații de urgență și restaurare a sistemului (Network Code Emergency and Restoration);
 - Echilibrarea energiei electrice (Electricity Balancing);

ENTSO – E a elaborat în 2014 trei Rapoarte privind adecvanța sistemului. Acestea sunt:

- Raportul de perspectivă sezonieră (Seasonal Outlook Report Evolutions - Updated Version after Consultation), 2014
- Scenariul de perspectivă și de prognoză a adecvanței (Scenario Outlook & Adequacy Forecast Evolutions - Updated Version after Consultation), 2014
- Metodologia țintă ENTSO-E pentru evaluarea adecvanței (ENTSO-E Target Methodology for Adequacy Assessment - Updated Version after Consultation), 2014
- Planul de dezvoltare pe 10 ani al rețelei ENTSO-E (ENTSO-E, Ten-Year Network Development Plan 2014), 2014

3.2.1. Metodologia țintă ENTSO-E pentru evaluarea adecvanței

Evaluarea adecvanței este o modalitate fundamentală de a măsura dacă generarea de energie electrică într-un sistem corespunde cerințelor așteptate și cererii de energie la un moment dat.

Regulamentul (CE) nr. 714/2009 impune ENTSO-E să includă conceptul european de adecvanță a generării de energie electrică în Planul de dezvoltare a rețelei pe o perioadă de zece ani (TYNDP) și să adopte rapoartele de perspectivă privind adecvanța generării pe timp de vară și de iarnă. Grupul de lucru "Adecvanța sistemelor și modelarea pieței" (WG SAMM) este responsabil pentru evaluarea adecvanței sistemului și pentru pregătirea rapoartelor aferente.

3.2.1.1. RAPOARTE ENTSO-E PRIVIND ADECVANȚA

În prezent, două rapoarte privind previziunile referitoare la adecvanță sunt publicate de ENTSO-E, fiecare cu un orizont de timp specific: pe termen scurt și mediu și pe termen lung. Raportul pe termen scurt se referă la Rapoartele privind perspectivele sezoniere, raportul intermediar se referă la Scenariu de Perspectivă și Prognoza Adecvanței (SO & AF), iar rapoartele pe termen lung se referă la Planul de dezvoltare al rețelei pe zece ani și scenariile sale.

- Rapoartele privind prognozele de iarnă și de vară ale ENTSO-E se concentrează pe explorarea principalelor riscuri identificate într-o perioadă sezonieră, subliniind posibilitățile țărilor vecine de a contribui la echilibrul generării/cererii în situații critice. Aceste rapoarte iau în considerare incertitudinile, cum ar fi condițiile climatice și întreruperile, precum și alte riscuri suportate de sistem, inclusiv evoluția sarcinii, gestionarea încărcării și a capacităților de producție și problemele de stabilitate. Scopul acestor rapoarte este de a oferi o platformă pentru schimbul de informații între operatorii de transport și sistem (OTS), de a promova discuțiile privind transparența și de a informa părțile interesate cu privire la potențialele riscuri ale sistemului, astfel încât să poată fi luate deciziile adecvate cu privire la subiecte precum planurile de reparații, amânarea defecărilor echipamentelor și sensibilizarea părților interesate privind nivelurile de adecvanță.
- Rapoartele de prognoză a scenariilor ENTSO-E și prognozele privind gradul de adecvanță (SO & AF) includ o evaluare pe termen mediu și lung a principalelor riscuri suportate de sistemul de transport: evoluția sarcinii, punerea în funcțiune și defecărea capacităților de producție și de gestionare a consumului, politicile energetice legate de măsurile de eficiență și, în special, de mixul energetic.

Aceste rapoarte anuale vizează furnizarea de informații privind deciziile de investiții și politici energetice, cum ar fi planurile de punere în funcțiune și de defecăre, schemele de sprijin politic, precum și îmbunătățirea gradului de conștientizare a părților interesate cu privire la nivelurile de adecvanță previzionate. Modelul SO & AF a fost dezvoltat ca succesor al fostului Raport de Prognoză a Adecvanței Sistemului UCTE și al Raportului privind Adecvanța Sistemului electroenergetic ETSO.

- Scenariile pe termen lung care sunt utilizate în planul de dezvoltare a rețelei ENTSO-E (TYNDP) sunt construite pentru a satisface cerințele generale de adecvanță, explorând diferitele căi pe care viitorul sistem energetic ar putea evolua datorită politicilor energetice și tendințelor globale ale energiei. Părțile interesate sunt consultate în mod corespunzător ca parte a schemei de consultare pentru construirea scenariilor pe termen lung pentru planul de dezvoltare al rețelei pe zece ani (TYNDP).

3.2.1.2. EFICIENȚA RAPOARTELEOR PRIVIND ADECVANȚA

Scopul ENTSO-E este de a menține rapoartele de mai sus pentru a evalua adecvanța sistemului energetic european.

Menținerea eficacității rapoartelor ENTSO-E privind adecvanța prevede cinci chei pentru elaborarea lor:

- un proces amplu de consultare,
- nevoia de flexibilitate
- o mai bună transparență și contribuție din partea părților interesate,
- armonizarea ipotezelor locale
- evoluția semnificativă a metodologiei.

Scenariile create pentru orizonturile pe termen scurt, pe termen mediu și lung, necesită scenarii diferite pentru a explora riscurile relevante.

Evaluarea flexibilității

Exploatarea pe scară largă a surselor regenerabile de energie care constituie o generare variabilă reprezintă provocări pentru funcționarea sistemului. Pe lângă un nivel suficient de rezervă de capacitate, sunt necesare resurse suplimentare pentru flexibilitatea sistemului. În prezent, există riscul ca piața să nu reușească să asigure nivelul necesar de flexibilitate pe termen lung, afectând, de asemenea, disponibilitatea serviciilor auxiliare. Centralele electrice convenționale care pot fi considerate ca fiind principalele resurse de flexibilitate în majoritatea țărilor se confruntă cu mai puține ore de funcționare ceea ce duce la o rentabilitate redusă în timp ce sunt expuse la condiții de operare mai variate și cu încărcate variabilă.

Scopul este de a măsura potențiala lipsă a resurselor flexibile (generare și cerere) în funcționarea viitoare a sistemului. Din acest motiv, este necesară îmbunătățirea metodologiei de evaluare a adecvanței utilizând metode probabilistice pentru a identifica frecvența situațiilor când sistemul este în dezechilibru și când disponibilitatea serviciilor auxiliare poate fi afectată.

Aceste schimbări sunt cauzate, în cea mai mare parte, de evoluția actuală orară a situației climatice și de erorile de prognoză în procesele de planificare.

Astfel, evaluarea flexibilității și abordarea problemelor de echilibrare sunt de o importanță majoră pentru îmbunătățirea metodologiei în a identifica potențiala lipsă a resurselor flexibile (generare și cerere).

ENTSO-E va stabili flexibilitatea în evaluarea adecvanței utilizând determinarea efectelor dependente de climă referitor la variația consumului, modelele de generare ale centralelor eoliene și solare și hidraulicitatea.

În ceea ce privește evaluarea resurselor de flexibilitate, în cadrul ENTSO-E se au în vedere următoarele aspecte:

- Centralele termice

Centralele termice (pe combustibilii fosili și centralele nucleare) reprezintă principala sursă de flexibilitate în sistemele energetice. În prezent, doar o clasificare pe tipuri de combustibil este luată în considerare în rapoartele de perspectivă.

Informațiile privind mijloacele de generare vor fi extinse prin includerea unor parametri suplimentari care să permită o evaluare mai precisă și o simulare a producției de energie: tipul centralei, viteza de încărcare (în sus / în jos), puterea generată minimă și maximă stabilă și timpii minimi de pornire și oprire. Unele centrale termice sunt supuse unor restricții de funcționare care rezultă din tehnologia de producere a energiei, congestiile de rețea, obligații în alimentarea cu căldură etc., informații care trebuie de asemenea colectate și evaluate.

În plus față de unitățile mai mari, ar putea fi examinată și evaluată flexibilitatea potențială a grupurilor de dimensiuni mai mici (modelate de obicei ca o producție agregată)

- Stocarea energiei

În prezent, energia stocată în lacurile de acumulare este cea mai importantă resursă de flexibilitate. Similar cu abordarea utilizată pentru studiile de piață TYNDP 2014, datele privind minimul / maximul generării, pomparea și aducțiunile hidro pot fi utilizate ca bază pentru evaluarea flexibilității. Alte tehnologii de stocare, precum energia de stocare a aerului comprimat (CAES) vor fi luate în considerare, cu condiția să poată fi colectate date fiabile.

- reglajul consumului consumatori comandabili

Variația cererii de energie la furnizarea rezervelor de reglaj poate fi considerată o resursă de flexibilitate. Unele valori de referință sunt deja publicate, dar sunt necesare seturi de date mai detaliate pentru simulări. Metodologiile utilizate în prezent în cadrul TYNDP vor fi incluse în rapoartele de adecvanță.

- ENTSO-E va prezenta un raport privind nevoile preconizate de flexibilitate, ca parte a prognozei sale privind adecvanța.
- Analiza adecvanței va fi efectuată cu o rezoluție orară.
- Baza de date pan-europeană privind clima (PECD) va fi utilizată în modelarea volatilității consumului și producerii energiei eoliene, solare și hidro.

Armonizarea metodologiei

Integrarea unor cantități mari de surse de energie regenerabile, finalizarea procesului de înființare a pieței europene interne a energiei electrice, precum și noile tehnologii de stocare, răspunsul cererii de consum necesită metodologii revizuite de evaluare a adecvanței. Obiectivul este de a stabili o metodologie ENTSO-E unică de evaluare a adecvanței, acceptată de părțile interesate, pentru a efectua simulări Pan- Europene și/sau regionale.

Seturile de date furnizate ar trebui să prezinte ipoteze principale comune:

- OTS trebuie să respecte indicații specifice pentru a calcula datele solicitate (de exemplu, PIB-ul utilizat în prognoza cererii);
- Unele valori ar putea fi elaborate la nivel central pentru a asigura coerența (de exemplu, factorii de capacitate ai RES), iar OTS-urile să aibă posibilitatea de a valida și modifica aceste valori

Metodologia ar trebui să țină seama de recomandările elaborate de grupurile operative (TF- Task Force) de dezvoltare a scenariilor la nivelul ENTSO-E.

Metodologia de bază trebuie să constituie suportul pentru rapoartele pe termen scurt și mediu, chiar dacă ușoare variații pot fi cerute

- Metodologia va include un set comun de indicatori și aceleași categorii și definiții;
- Metodologia ar putea fi elaborată pornind de la bazele de date paneuropene existente pentru TYNDP (PEMMDB)
- ENTSO-E nu are mandatul să armonizeze pe viitor abordările naționale.

Possibilități de armonizare

ENTSO-E are în vedere mai multe direcții de armonizare a formatului de colectare a datelor necesare pentru evaluarea adecvanței:

- Capacitatea de generare: pentru armonizarea datelor privind capacitățile, colectarea de date va fi extinsă astfel încât nu numai capacitatea instalată să fie colectată, ci și tipul centralei electrice, numărul de unități, obligativitatea funcționării etc.
- Calendarul de timp: întrucât planul trebuie să efectueze o simulare a pieței pe o rezoluție orară de timp, diferitele puncte în timp care sunt analizate în diferitele rapoarte se vor adapta la această rezoluție.
- Scenariile de evoluție: concentrare pe rapoartele pe termen mediu și scurt. Analiza unui scenariu special în condiții severe poate fi omisă dacă se decide adoptarea unei abordări probabilistice.

Indicatorii principali vor fi evaluați pentru a cuantifica adecvanța sistemului și nevoia de flexibilitate, de ex. pierderea de sarcină așteptată (LOLE), probabilitatea pierderii sarcinii (LOLP), capacitatea efectivă de transport a sarcinii (ELCC) etc. Alți indicatori generali, cum ar fi emisiile de CO₂ și orele de încărcare maximă a grupurilor vor fi de asemenea raportate ca produse ale simulării.

Seturile de date furnizate trebuie să aibă ipoteze comune.

- OTS trebuie să respecte indicații specifice de calcul a mărimilor solicitate (de exemplu dependența PIB de prognoza cererii, dependența cererii de temperatură, nivelul de penetrare a energiei verzi etc.)
- Structura datelor trebuie să poată fi extinsă la indicatorii viitori, în funcție de cele învățate pe parcurs;
- Datele livrate trebuie să fie armonizate cu zonele de piață vecine, pentru a evita o nepotrivire a datelor.
- Unele valori ar putea fi elaborate la nivel central pentru a asigura coerența (de exemplu, factorii de capacitate RES) și va fi furnizată o justificare transparentă cu privire la procesul urmărit.
- Metodologia unică va constitui baza rapoartelor pe termen scurt și mediu.

- Metodologia va include un set comun de indicatori și aceleași categorii și definiții.
- ENTSO-E va îmbunătăți armonizarea prin transparență detaliată a datelor de intrare.

Transparența datelor

Transparența datelor se referă la accesibilitatea informațiilor asupra proceselor implicate în dezvoltarea calculului metodologiei propuse, precum și asupra rezultatului și informațiilor în sine fără restricții sau excepții. Transparența datelor se bazează pe accesul public al operatorilor de transport, al guvernelor și al companiilor legate de ENTSO-E și la calitatea acestor date. Transparența acoperă mai multe subcategorii de date, cum ar fi definirea scenariilor, sursele, datele de intrare și de ieșire. Sunt necesare specificații detaliate pentru a avea o înțelegere și o utilizare comună.

Transparența ar putea îmbunătăți înțelegerea de către părțile interesate a ipotezei și alegerilor luate de OTS și de ENTSO-E de a se abate de la politicile oficiale și deciziile de investiții din rapoartele ENTSO-E. Aceasta înseamnă credibilitate, fiabilitate și demonstrarea experienței, a contribuției și a poziționării actuale în politicile și deciziile de investiții ale guvernelor, OTS și companiilor care dețin licențe de producere.

Exemple de subcategorii pentru datele de intrare și de ieșire sunt enumerate mai jos:

Date de intrare: se referă la fiecare raport propus

Date privind generarea: se referă la fiecare tehnologie

- capacitate, tehnologie;
- programe de întreținere;
- costul combustibilului;
- rata de CO₂;
- capacitate neutilizabilă
- rezerve de servicii de sistem.
- restricții de funcționare

Date privind consumul: se referă la fiecare OTS, țară, regiune și întreaga zonă ENTSO-E

- măsurarea sarcinii
- DSM / DSR (reglajul consumului și consumatori comandabili)

Date privind rețeaua: se referă la fiecare OTS

- nodurile actuale ale rețelei
- valorile NTC pentru diferite condiții meteorologice și perioade.

Rezultate: se referă la fiecare raport propus

Date privind generarea: se referă la fiecare țară, regiune și întreaga zonă ENTSO-E

- estimarea generării pentru tehnologie.
- estimarea generării fotovoltaice și prin vânt

- estimarea detaliată a Capacității neutilizate
- estimarea Rezervei pentru serviciul de sistem
- estimarea orelor de funcționare la maxim pentru fiecare tehnologie
- nivelul estimat al reducerii RES

Date privind consumul: se referă la fiecare țară, regiune și zona pan-UE

- prognoza sarcinii
- prognoza gestionării cererii

Date privind rețeaua: se referă la fiecare OTS

- capacitatea de transfer între țară și regiune

Indicatori principali:

- durata estimată a pierderii de sarcină LOLE;
- probabilitatea de pierdere a sarcinii LOLP;
- orele de generare la putere maximă,
- reducerile RES;
- emisiile de CO₂

Aceste informații sunt clasificate în funcție de grup, cum ar fi țările, regiunea și zona pan-UE pentru fiecare scenariu.

Furnizorii de date sunt responsabili pentru furnizarea de seturi de date actualizate în conformitate cu cerințele metodologiei și ghidurile definite. O posibilă opțiune pentru a asigura o mai bună coerență a ipotezelor de colectare a datelor de bază ar putea fi să precizeze clar în mod central cerințele exacte de date pentru analiză.

Cu toate acestea, în cazul în care OTS sunt intermediari în furnizarea datelor, este posibil ca operatorii de sisteme de transport să nu răspundă de calitatea (unor) date. Este necesară o cooperarea multilaterală și o transparență sporită de la toate părțile interesate.

ENTSO-E trebuie să îndeplinească obligațiile Reg. 714/2009 și să contribuie la dezbaterile global europene / naționale cu privire la preocupările privind adecvanța cu respectarea legislației naționale și acordurilor de confidențialitate între OTS și părțile interesate naționale.

ENTSO-E este responsabil pentru menținerea accesibilității la informații și a metodologiei, cu considerarea aspectelor de confidențialitate:

- specificațiile complete ale datelor și metodologia de evaluare a adecvării ENTSO-E vor fi disponibile publicului;
- datele de intrare vor fi făcute publice, cu excepția datelor considerate confidențiale sau sensibile;
- problemele de confidențialitate ar putea necesita publicarea anumitor date într-o manieră agregat.

Schimburile transfrontaliere

O evaluare precisă a nivelului de adecvanță se adresează contribuția la capacitatea fiecărei zone de a-și echilibra sarcina și generarea. Schimbul de capacități între diferitele zone interconectate permite fiecărei zone să mențină nivelul dorit de rezervă cu o cantitate mai mică de capacitate instalată internă (și, în consecință, cu costuri mai mici) în comparație cu operarea izolată.

Acest rol este real și în creștere odată cu dezvoltarea liniilor de interconectare. Părțile interesate au selectat aceasta ca fiind una dintre primele cinci priorități pentru evoluția metodologiei de adecvanță a ENTSO-E.

În metodologia curentă de evaluare a adecvanței ENTSO-E, contribuția interconectărilor la fiabilitatea sistemului este luată în considerare în mod diferit în funcție de orizontul de timp. O abordare armonizată pentru modelarea adecvată a contribuției interconexiunilor transfrontaliere la adecvanță va fi adoptată în viitoarea metodologie ENTSO-E pentru a capta toate beneficiile legate de punerea în aplicare a pieței interne a energiei.

În metodologia țintă a ENTSO-E privind adecvanța, o evaluare a adecvanței pe mai multe zone va completa perspectiva națională, atât în rapoartele privind perspectivele sezoniere, cât și în SO și AF. Întreaga zonă din domeniul geografic al evaluării va fi, în consecință, modelată ca un număr de zone interconectate conectate prin interfețe cu capacități limitate de transport.

Aceste simulări vor oferi o estimare a fluxurilor transfrontaliere prognozate și, în plus, o astfel de modelare va permite ENTSO-E să producă o gamă largă de indicatori.

Principalii indicatori pentru evaluarea adecvanței sunt:

- Durata estimată a pierderii de sarcină LOLE;
- Probabilitatea de pierdere a sarcinii LOLP;
- Orele de generare la sarcină maximă și reducerile de producție din RES;
- Tehnologia marginală estimată și emisiile de CO₂.

Nivelul de fiabilitate a sistemului Pan-UE de energie electrică va fi evaluat printr-o simulare cronologică orară a întregului sistem interconectat în care, pentru fiecare punct de timp (oră), o procedură de optimizare va încerca să acopere cererea de sarcină estimată a fiecărei zone utilizând capacitatea de generare disponibilă atât în interiorul zonei cât și în celelalte zone, în funcție de ordinea lor de merit și ținând seama în mod corespunzător de restricțiile legate de interconectări.

Modelarea capacităților transfrontaliere

Viitoarea metodologie ENTSO-E pentru evaluarea adecvanței va lua în considerare în mod corespunzător contribuția schimburilor transfrontaliere.

Pentru a lua în considerare în mod corespunzător impactul interconexiunilor transfrontaliere în evaluările de adecvanță, ar trebui definită capacitatea transfrontalieră disponibilă pentru fiecare conexiune în fiecare direcție și în fiecare moment de timp.

Au fost identificate două opțiuni pentru evaluarea restricțiilor de interconectare:

- o abordare a capacității de transfer disponibile (ATC), în care capacitățile fizice ale rețelei sunt implicit luate în considerare și considerate în tranzacțiile cu capacități;
- o abordare bazată pe circulații de puteri, în care capacitățile fizice ale rețelei sunt modelate explicit prin impedanță și o valoare maximă de tranzit pentru fiecare ramură a unui model simplificat al rețelei.

Pentru a descrie restricțiilor de interconectare, în cadrul metodologiei țintă ENTSO-E privind adecvanța va fi adoptată abordarea Capacității de transfer disponibile (ATC), utilizată timp de patru ani în studiile de piață TYNDP și în cele mai recente rapoarte de perspectivă sezoniere.

Zonele din analiză trebuie să fie în concordanță cu configurația Zonelor de Preț, așa cum sunt ele definite de reglementările de piață comunitare.

Metoda probabilistică versus metoda deterministă

Modelul țintă ENTSO-E pentru evaluarea adecvanței va lua în considerare și rezultatele obținute din rularea unor modele probabilistice. Va fi asigurată o tranziție lentă de la metodele de evaluare exclusiv deterministe la o metodologie de evaluare a adecvanței predominant probabilistică.

Ca o concluzie, rapoartele existente privind adecvanța, elaborate de ENTSO-E sunt:

- rapoarte pe termen scurt care se referă la perspectivele sezoniere (de iarnă și de vară);
- raportul intermediar care se referă la previziunile privind gradul de adecvanța al sistemelor electroenergetice reprezintă o contribuție anuală pentru deciziile privind politica de investiții și de energie;
- rapoartele pe termen lung care se referă la planul de dezvoltare a rețelei pe zece ani și scenariile sale și care sunt elaborate pentru a satisface cerințele generale de adecvanța, explorând diferite căi pe care viitorul sistem energetic ar putea evolua prin aplicarea politicilor energetice și considerarea tendințelor energetice globale.

3.2.2. Recomandări ENTSO-E privind Scenariul de perspectivă și și prognoza adecvanței (SO&AF)

3.2.2.1. PRINCIPALELE DOMENII DE ÎMBUNĂTĂȚIRE A METODOLOGIILOR ENTSO-E PRIVIND ADECVANȚA

Principalele domenii de îmbunătățire a metodologiilor ENTSO-E privind adecvanța, aplicate pentru scenariul de perspectivă și prognoza adecvanței sunt enumerate în paragrafele următoare.

Evaluarea flexibilității

Datorită volatilității crescute a producției cauzată de energiile regenerabile și creșterii fluctuațiilor de sarcină, este necesară o mai mare flexibilitate a întregului sistem. Structura actuală a pieței nu permite operatorilor de sisteme de transport să îndeplinească noile cerințe de flexibilitate, iar această tendință va continua și în viitor. Obiectivul general este de a măsura deficitul potențial de capacitate de generare flexibilă în operarea așteptată a sistemului de alimentare.

Armonizarea metodologiei

Scenariile analizate trebuie să fie armonizate pe întregul perimetru geografic de evaluare pentru a beneficia pe deplin de sistemul interconectat. Astfel, seturile de date furnizate ar trebui să prezinte ipoteze comune:

- OTS ar trebui să respecte orientări specifice pentru a stabili valoarea indicatorilor de calcul, de exemplu PIB-ul utilizat în prognoza cererii;
- unele valori ar putea fi construite la nivel central pentru a asigura coerența, de exemplu factorii de capacitate RES, iar OTS-urile ar trebui să aibă posibilitatea de a valida și modifica aceste valori.

Metodologia unică ar trebui să stea la baza rapoartelor pe termen scurt și intermediare (Outlook și SO & AF), chiar dacă sunt necesare ușoare particularizări.

Transparența datelor

Transparența datelor utilizate în cadrul rapoartelor se bazează pe accesul public și calitatea acestora. Datele pot fi aranjate în subcategorii cum ar fi: scenarii, surse, intrări și ieșiri. Aceste subcategorii pot explica în detaliu evoluția variabilelor sau parametrilor utilizați în metodologie. Transparența datelor din aceste subcategorii va permite părților interesate să înțeleagă evoluția variabilelor și parametrilor utilizați în cadrul metodologiei. Cu toate acestea, problemele de confidențialitate ar putea necesita publicarea anumitor date într-o manieră agregată.

Specificațiile detaliate reprezintă o parte importantă a rapoartelor, deoarece este necesară o înțelegere comună a procedurii.

Schimbările transfrontaliere

O evaluare precisă a adecvanței nu poate evita luarea în considerare a rolului interconectărilor ca o contribuție la capacitatea fiecărei zone de a-și echilibra consumul și generarea. Pentru a realiza acest lucru, este necesară o metodologie armonizată care să modeleze contribuția schimbărilor transfrontaliere la adecvanță. Un astfel de model trebuie să ia în considerare capacitățile limitate dintre zonele rețelei interconectate și să evalueze în mod corespunzător suportul potențial oferit de interconectări pentru fiecare zonă.

Abordare probabilistă

Obiectivul este implementarea unei metodologii probabilistice pentru a modela mai bine volatilitatea și incertitudinile sistemului și pentru a răspunde așteptărilor părților interesate.

Prevederi specifice privind rapoartele SO & AF

ENTSO-E publică rapoartele SO & AF în conformitate cu dispozițiile articolului 8 din Regulamentul (CE) nr. 714/2009. În conformitate cu articolul 8 alineatul (4), raportul de perspectivă acoperă caracterul general de adecvanță al sistemului european de energie electrică pentru următoarea perioadă de cinci ani, precum și pentru perioada cuprinsă între cinci și 15 ani de la data raportului de perspectivă. Prognozele naționale ale adecvanței generării pregătite de fiecare operator de sistem de transport în mod individual vor servi drept bază pentru pregătirea prognozei europene a adecvanței generării.

Analiza pe termen mediu este caracterizată de o creștere a incertitudinii. Scopul este de a reduce pe cât posibil timpul necesar pentru colectarea datelor de la OTS și publicarea raportului. În această perioadă trebuie urmate mai multe procese, cum ar fi verificarea datelor, iterațiile cu OTS, pregătirea datelor de intrare, simulările adecvanței, analiza rezultatelor, elaborarea rapoartelor și, în final, procesul de aprobare a OTS. Este esențial să se optimizeze cât mai mult posibil fiecare pas pentru a evita întârzierile și repetarea proceselor, în vederea colectării rapide a datelor.

Pentru a asigura eficiența colectării datelor, ENTSO-E propune crearea de date implicite la nivel central pentru a furniza o valoare de bază pentru OTS și o valoare de rezervă pentru momentul în care datele nu sunt furnizate la timp. OTS vor avea posibilitatea de a valida și modifica aceste valori. Pe măsură ce metodologia evoluează, trebuie acordată atenție timpului necesar pentru a efectua simulări.

3.2.2.2. ÎMBUNĂTĂȚIRI PROPUSE PENTRU URMĂTOARELE RAPOARTE SO & AF

Definirea scenariilor

În prezent, rapoartele SO & AF de prognoză a adecvanței consideră trei scenarii: EU2020, Scenariul conservator (A) și cel mai bun scenariu de estimare (B). Aceste trei scenarii acoperă perioada 2020/2025. Scenariul EU2020 este construit pe principiul conform căruia țintele guvernamentale stabilite în planurile naționale de acțiune privind energia regenerabilă sau planurile naționale echivalente sunt îndeplinite până în 2020.

Scenariile actuale de prognoză pe termen mediu sunt supuse unui nivel ridicat de incertitudine și având în vedere că poate dura mai mulți ani pentru a construi o nouă centrală electrică. Au fost elaborate două scenarii de tip bottom-up - Scenariul Conservator (A) și Scenariul cu cea mai bună estimare (B), pentru a ajuta la evaluarea nivelului de incertitudine și la evaluarea riscului pentru securitatea alimentării în următorii ani și la observarea condițiilor pieței.

Capacitatea netă totală de generare și defalcarea pe surse de energie primară sunt furnizate pentru fiecare țară în conformitate cu aceste scenarii de generare. Dincolo de previziunile privind capacitatea netă de generare, soldurile fiecărei țări evaluează nivelul capacității indisponibile și conțin previziuni pentru consum, nivelul de gestionare al sarcinii, capacitățile de import și export.

Scenariul conservator (Scenariul A)

În acest scenariu, investiția reală în producție este evaluată pentru toate tehnologiile considerate în fiecare țară, inclusiv întârzierea la elaborarea planurilor, aplicarea politicii energetice care vizează reducerea emisiilor de CO₂, integrarea SRE, precum și considerarea de prețuri realiste estimate ale combustibililor și de condiții reale de piață. Numai investițiile "sigure" pot fi luate în considerare, ale căror decizii de punere în funcțiune nu mai pot fi anulate.

În ceea ce privește ieșirile din funcțiune ale centralelor electrice, ar trebui luate în considerare opririle cele mai probabile planificate în decursul perioadei de studiu, acestea putându-se baza pe criterii suplimentare, cum ar fi durata de serviciu.

Proгноza consumului în acest scenariu este cea mai bună estimare națională disponibilă a OTS, corelată cu regimul termic măsurat la nivel pan-european. Proгноza consideră ipotezele tehnice, economice și politice, în special în ceea ce privește demografia, creșterea economică și politica de eficiență energetică, unde aplicarea politicilor energetice oferă "cele mai bune rezultate" ale aplicării sale, și ipotezelor privind structura pieței.

Cel mai bun scenariu de estimare (Scenariul B)

Acest scenariu se bazează pe considerente economice regionale rezonabile – pe stadiile planificate de aprobare a punerii în funcțiune a noilor centrale electrice, respectiv pe scoaterile din funcțiune ale centralelor electrice tratate în mod realist. Scenariul va considera cele mai bune estimări disponibile ale OTS (atât timp cât principiile avute în vedere la construirea "celor mai bune estimări" sunt suficient de armonizate).

Proгноza consumului în acest scenariu este cea mai bună estimare națională disponibilă a OTS, corelată cu regimul termic măsurat la nivel pan-european. Proгноza consideră ipotezele tehnice, economice și politice, în special în ceea ce privește demografia, creșterea economică și politica de eficiență energetică, unde aplicarea politicilor energetice oferă "cele mai bune rezultate" ale aplicării sale, și ipotezelor privind structura pieței.

Pași de parcurs pentru elaborarea rapoartelor viitoare privind SO & AF

După prima etapă de îmbunătățire descrisă mai sus, pentru a asigura evoluția metodologiei actuale către o metodologie țintă care ia în considerare în mod corespunzător toate îmbunătățirile identificate, cu aplicarea celor mai bune modele de prognoză disponibile, au fost identificați următorii pași succesivi pentru etapele 2016, 2017 și 2018:

Rapoarte SO & AF 2016 sau 2017

Deși un model care simulează simplu schimbul rezervelor de capacitate ar putea fi suficient pentru o evaluare a adecvanței, studiile ENTSO-E de prognoză ale adecvanței trebuie să integreze simulări de piață adecvate. Trebuie analizat ce grad de detaliu este potrivit pentru integrarea modelului în rapoartele SO & AF.

Aceste simulări oferă o estimare a fluxurilor transfrontaliere preconizate și, în plus, o astfel de modelare permite ENTSO-E să producă o gamă largă de indicatori, cum ar fi de ex. pierderea așteptată a consumului LOLE, probabilitatea de pierdere a consumului LOLP, orele de încărcare maximă a generării, reducerea RES, capacitatea efectivă de transport a consumului ELCC etc. În plus, alte tipuri de indicatori generali, cum ar fi emisiile de CO₂ vor fi de asemenea raportate ca rezultat al simulărilor, deoarece au fost enumerate ca indicatori importanți de către părțile interesate.

Pentru a maximiza calitatea rezultatelor obținute, studiile de prognoză a adecvanței vor fi îmbunătățite printr-o modelare corespunzătoare a încărcării grupurilor în ore consecutive, prin considerarea restricțiilor specifice ale centralelor de pompaj și a vitezelor de încărcare/descărcare ale grupurilor termoelectrice.

Rapoarte SO & AF 2017 sau 2018

Ultimul pas presupune includerea în metodologie de modele și simulări probabilistice, armonizarea structurii rapoartelor anuale cu raportul de perspectivă, evaluarea în mod transparent a flexibilității și publicarea într-un format unic a tuturor datelor.

4. PAȘII URMĂTORI

Conform prevederilor Caietului de Sarcini, următoarea etapă a studiului (Etapă a-II-a – Capitolele 5 și 6) acoperă Obiectivele Specifice 3-6:

- Analiza acoperirii vârfurilor de consum în diferite scenarii;
- Analiza probabilistică a influenței energiei din surse regenerabile asupra SEN și stabilirea limitelor de producție;
- Determinarea capacității necesare instalate, a mix-ului optim energetic și a duratelor medii de utilizare a surselor din sistem pe tip de resurse

Pentru realizarea acestor obiective specifice și pentru realizarea cu succes a etapelor următoare (II, III și IV), este necesară în prealabil parcurgerea următoarelor faze metodologice:

- Procesarea și structurarea datelor de intrare;
- Definirea scenariilor de analiză;
- Construcția modelului parametrizat de simulare cu metoda Monte-Carlo și adaptarea modelului Scanner la particularitățile SEN

În cele ce urmează, aceste faze vor fi prezentate succint, urmând ca la debutul etapei a-II-a studiului acestea să fie descrise în detaliu.

4.1. Structura datelor de intrare

Datele de intrare care vor fi utilizate la modelarea/simularea adecvantei SEN prezintă o tipologie diversă fiind de preponderent de natură tehnică, complementate de o serie de date economice și climatice (vezi tabelul următor).

TIP DATE DE INTRARE	SURSE DATE DE INTRARE
consumul intern	scenarii de analiza convenite cu Beneficiarul, productie/consum realizat 2015-2017, curbe de consum/productie 2020-2025
soldul	
mod de acoperire curba de sarcină / Incarcare grupuri	
putere disponibila surse	program PIF/scoateri din functiune 2018-2025
disponibilitate anuala surse termo/hidro	istoric opriri neplanificate 2015-2017, NTE
disponibilitate surse eoliene	baze de date ale Consultantului cu viteza/ roza vânturilor
disponibilitate surse fotovoltaice	baze de date ale Consultantului cu nebulozitatea atmosferică
calificare surse pt.servicii de sistem	Puterile brute pe tipuri de surse pentru grupurile dispecerizabile care fac servicii tehnologice de sistem
topologie RET	fișiere *.sav, *.raw și *.ehc compatibile cu SmartFlow
capacitate de transport LEA	

TIP DATE DE INTRARE	SURSE DATE DE INTRARE
capacitate de transformare SE	
disponibilitate LEA si SE	istoric incidente 2105-2017, NTE
ATC/NTC frontiera SE vecine	valori inregistrate 2015-2017, metodologii
costul utilizarii surselor de productie / rezervelor de sistem	prelucrare statistica preturi angro site OPCOM/ANRE/ Transelectrica

Tabelul 4.1.1 – Tipologia datelor de intrare

O parte din datele de intrare vor fi servi ca suport informațional pentru elaborare capitolelor independente de necesitatea rulării modelelor de simulare Monte-Carlo. Acestea sunt:

- (OS3, Etapa II) Analiza posibilităților de acoperire a vârfului de consum și de preluare a golurilor de consum ținând cont de volatilitatea producției din SER pentru diferite scenarii specifice (de referință, optimist, pesimist, sezoniere, limită etc.);
- (OS5, Etapa II) Determinarea capacității instalate necesare și structurii optime de resurse;
- (OS6, Etapa II) Duratele medii de disponibilitate a resurselor din sistem pe tip de resurse, în scenariile de referință;
- (OS16, Etapa IV) Analiza diagnostic și evaluarea piețelor de energie la nivel național și regional și identificarea tendințelor privind structura surselor de energie, puterile instalate, eventualele proiecte noi de dezvoltare a producției cât și a capacităților de interconexiune. Analiza impactului unificării piețelor de energie la nivel regional și pan-european asupra SEN;
- (OS17, Etapa IV) Analiza proiectelor de dezvoltare a piețelor de servicii de sistem la nivel regional și pan-european și estimarea potențialului impact al acestora asupra asigurării rezervelor de putere în acoperirea curbelor de sarcină a SEN.

Aceste analize vor fi prezentate în capitole distincte ale studiului și vor fi elaborate în paralel cu analizele probabilistice, care presupun utilizarea modelului probabilistic de simulare.

Relaționarea obiectivelor specifice ale studiului cu modelul probabilistic de simulare propus este prezentată în diagrama următoare.

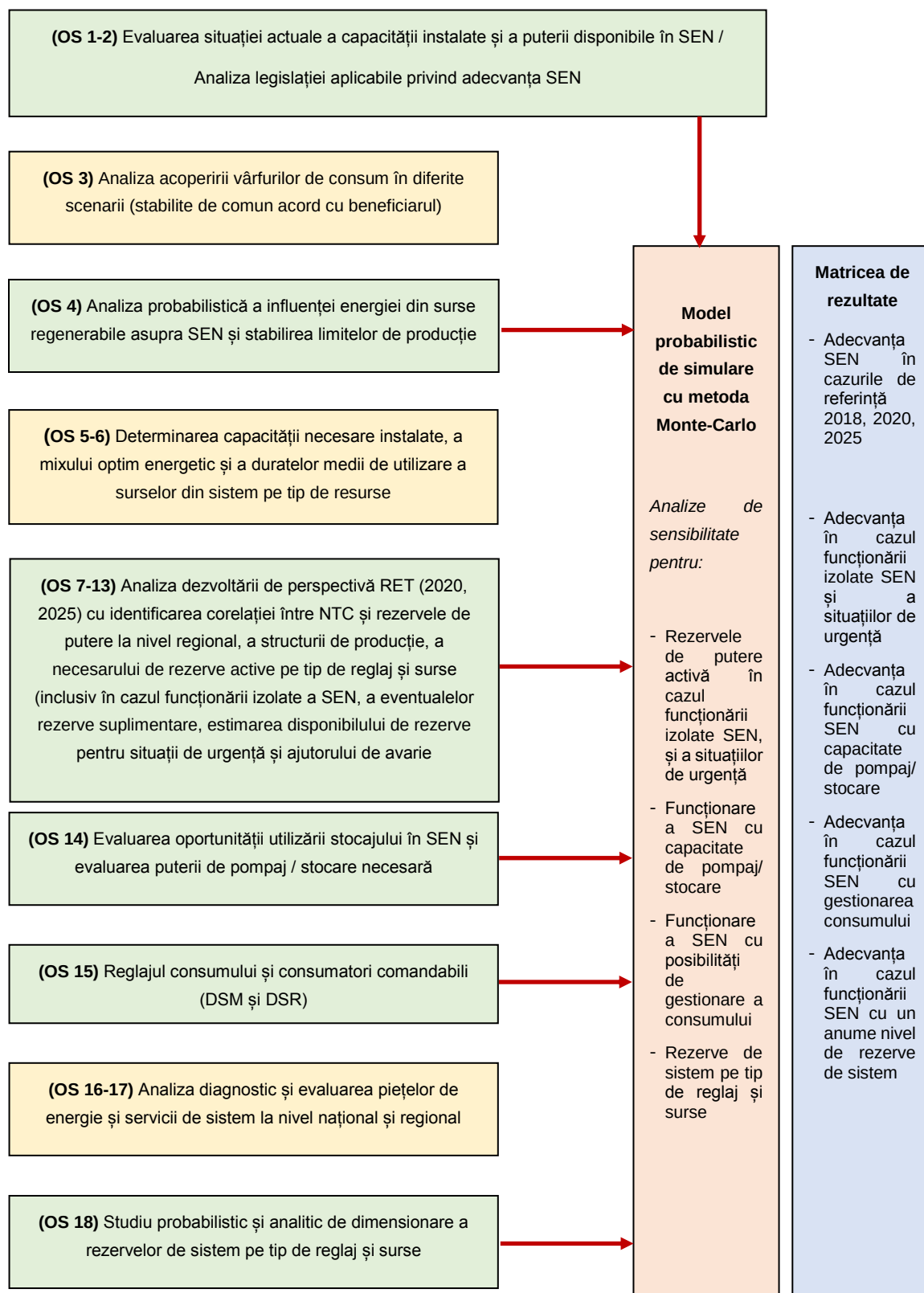


Figura 5.2 – Relaționarea obiectivelor specifice ale studiului

4.2. Scenarii de analiză

Prin Caietul de Sarcini, Beneficiarul solicită determinarea pentru orizontul 2025 a adecvanței sistemului, calculul rezervelor de putere disponibile, analiza funcționării SEN cu capacitate de pompaj/stocare, respectiv cu posibilitatea de gestionare a consumului etc., în trei scenarii de evoluție pe termen mediu-lung:

- Scenariul de referință;
- Scenariul optimist;
- Scenariul pesimist

Datorită necesității de armonizare cu recomandările ENTSO-E privind construcția scenariilor de prognoză a adecvanței sistemelor electroenergetice europene pe orizont 2020/2025 prezentate anterior la pct.3.2.2., vor fi operate următoarele echivalări:

- Scenariul de referință conform CS ↔ EU2020;
- Scenariul optimist conform CS ↔ Scenariul cel mai bun de estimare (B);
- Scenariul pesimist conform CS ↔ Scenariul conservator (A)

Ca urmare a discuțiilor avute cu beneficiarul la ședința de lansare a proiectului, a fost convenită **necesitatea analizării de regimuri care solicită sistemul din punctul de vedere al acoperirii curbei de sarcină** (volatilitate surse eoliene/fotovoltaice, secetă, abatere prognoză vârf de consum, abatere prognoză de consum pentru anumite valori de maxim/minim termic) și **a incorporării acestora la definirea celor trei scenarii de prognoză** (pesimist, de referință și optimist). Prin urmare, criteriile de definire a celor trei scenarii vor trebui să reflecte aceste regimuri, iar scenariile se vor diferenția prin valori diferite atribuite acestor criterii (vezi tabelul următor).

Criterii propuse de diferențiere între scenarii	Scop	Referință 2020/2025	Optimist 2025	Pesimist 2025
Putere orară disponibilă	Calculul adecvanței SEN în condițiile unei puteri maxim disponibile mai reduse / mai ridicate	Putere instalată / disponibilă surse conform datelor de intrare pentru anul 2017 +/- PIF/scoateri din funcțiune programate în perioada 2018-2020, respectiv 2018-2025	Puterea orară disponibilă din scenariul de referință + capacitate disponibilă suplimentară pusă în funcțiune + ieșiri din funcțiune amânate	Puterea orară disponibilă din scenariul de referință – capacitate disponibilă nepusă în funcțiune – ieșiri din funcțiune suplimentare
Nivel sarcină de consum	Calculul adecvanței SEN în condițiile acoperirii unui consum mai redus / mai ridicat	Nivel sarcină de consum la VSI, VDV și GNV conform curbelor de sarcină pentru 2020/2025	Nivel sarcină de consum de referință la VSI, VDV și GNV (+ 8%)	Nivel sarcină de consum de referință la VSI, VDV și GNV (- 3%)

Tabelul 4.2.1 – Criterii de diferențiere a scenariilor de analiză

Pentru ambele orizonturi de timp (2020, 2025) în cadrul scenariilor se va determina adecvanța sistemului în regimurile prezentate în tabelul de mai jos.

Nr. crt.	Regim	Scenarii
1	Vârf de sarcină iarnă (VSI)	Referință, 2020/2025
2	Vârf de sarcină vară (VDV)	Referință, 2020/2025
3	Gol de sarcină vară (GNV)	Referință, 2020/2025
4	Hidraulicitate ridicată (topiri zăpezi/viituri)	Referință, Optimist, Pesimist, 2025
5	Hidraulicitate redusă (secetă)	Referință, Optimist, Pesimist, 2025
6	Producție eoliană/fotovoltaică ridicată	Referință, Optimist, Pesimist, 2025
7	Producție eoliană/fotovoltaică redusă (calm atmosferic)	Referință, Optimist, Pesimist, 2025
8	Minim termic (abaterea prognozei minime de temperatură)	Referință, Optimist, Pesimist, 2025
9	Maxim termic (abaterea prognozei maxime de temperatură)	Referință, Optimist, Pesimist, 2025

Tabelul 4.2.2 – Regimuri de analiză dezvoltate în cadrul scenariilor

Valorile de care se intenționează a fi utilizate pentru consumul intern la vârful și golul de sarcină iarnă/vară sunt prezentate în tabelul și în graficul următor.

Consum intern, MW	Scenarii analizate			
	2020	2025 – referință	2025 - optimist	2025 - pesimist
VSI	9185	9690	10466	9400
VDV	7830	8260	8921	8012
GNV	4720	4975	5373	4826

Tabelul 4.2.3 – Valorile considerate în cadrul scenariilor pentru consumul intern la vârful/golul de sarcină

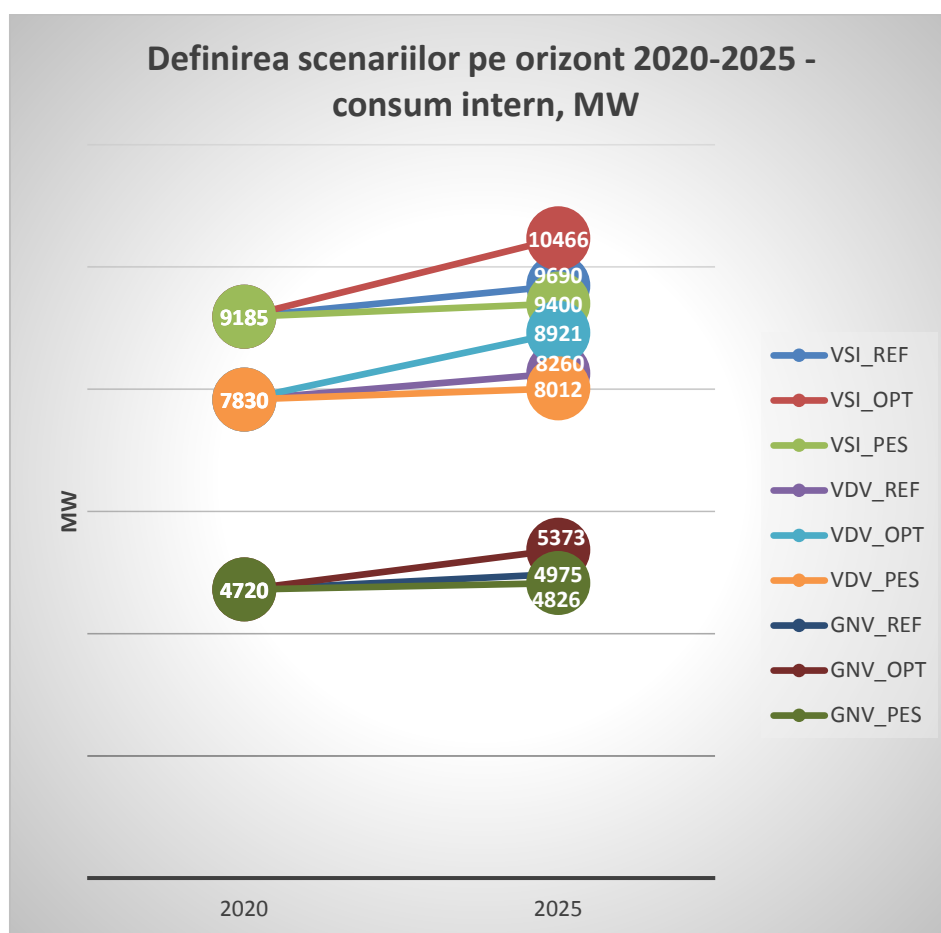


Figura 4.2 – Valorile considerate în cadrul scenariilor pentru consumul intern la vârful/golul de sarcină

4.1. Modelul parametrizat de simulare cu metoda Monte-Carlo și modelul Scanner™

Așa cum a fost prezentat la ședința de lansare a studiului, calculul de simulare probabilistică a adecvanței SEN se va baza pe utilizarea în tandem a unui pachet software dedicat (Scanner™) și al unui model probabilistic parametrizat (determinist/probabilistic) construit de Consultant.

Modelul parametrizat este destinat soluționării obiectivelor specifice care necesită analiză cu caracter determinist (ex. analiza acoperirii vârfurilor de consum în diferite scenarii sau determinarea capacității necesare instalate) și prin interfațare cu modelul SmartFlow, calibrării modelului Scanner (pentru aceleași regimuri trebuie să rezulte valori ale adecvanței corelate). Un tabel comparativ cu principalele caracteristici ale celor două modele este prezentat mai jos.

Caracteristică	Modelul parametrizat+Smart Flow™	Modelul Scanner™
Tipul modelului	determinist / probabilistic	preponderent probabilistic
Modelare topologie RET	modeleaza topologia rețelei (SmartFlow)	modeleaza topologia rețelei
Indicatori de adecvanță calculați	calculeaza ENS, LOLE / LOLP	calculeaza ENS, LOLE / LOLP
Mod de utilizare în cadrul studiului	utilizat pentru analize deterministe si pentru calibrarea modelului Scanner	utilizat ca instrument principal pentru stabilirea adecvanței SEN
Variabile aleatoare	puteri grupuri generatoare, indisponibilitate grupuri	indisponibilitate grupuri și elemente RET

Tabelul 4.1.1 – Caracteristicile celor două modele utilizate la calculul adecvanței

Calibrarea modelului Scanner se va realiza prin rularea în paralel cu modelul Scanner pentru scenariul de referință și pentru unul sau două regimuri pe orizont 2020 și 2025 a modelului parametrizat în tandem cu modelul SmartFlow™. Se va utiliza același set de date de intrare (caracteristici grupuri generatoare și elemente de rețea, sarcină de consum), se vor calcula și se vor compara valorile obținute pentru indicatorii de adecvanță (ENS, LOLE, LOLP).

5. ETAPA II - MODEL DE CALCUL

5.1. Metodologie

Din punct de vedere al metodologiei de lucru, vor fi utilizate în paralel două instrumente de lucru pentru stabilirea indicatorilor de adecvanță (un model parametric dezvoltat în mediul Excel/Visual Basic și respectiv modelul Scanner™), care vor fi alimentate cu date de intrare cu conținut și structuri asemănătoare.

Studiul parcurge următoarea succesiune de etape:

Modelul parametric

- a) Colectarea, procesarea și structurarea datelor de intrare;
- b) Construirea modelului parametric și stabilirea interfețelor cu datele de intrare și cu modulul de raportare a rezultatelor (matricea de rezultate)
- c) Divizarea anului în regimuri caracteristice conform CS: “în condițiile producției zero/maxime din CEE și CEF, simultan la vârful și golul de sarcină, în corelație cu inerția sistemului și precizarea unor limite privind acest tip de producție”
- d) 12 regimuri – VSI/VDV/GNV, hidro max/min, eolian max/min, solar max/min, max/min termic
- e) Stabilirea indicatorilor de adecvanță a generării, a modului de acoperire a curbei de sarcină pentru anul 2020, a disponibilității medii a grupurilor și a necesarului de rezervă de putere pe regimuri caracteristice;

Modelul Scanner

- a) Colectarea, procesarea și structurarea datelor de intrare;
- b) Construirea Modelului Scanner prin adaptarea regimurilor staționare de funcționare a SEN la Etapa 2020;
- c) Introducerea datelor specifice privind disponibilitățile grupurilor generatoare și disponibilitățile elementelor de rețea ;
- d) Definirea numărului de scenarii analizate la nivel anual asociat Etapei 2020;
- e) Calculul indicatorilor specifici privind adecvanța SEN la Etapa 2020.

Instrumentele de lucru utilizează metoda Monte–Carlo pentru simularea funcționării SEN prin modelare probabilistică a consumului, soldului, încărcării/opririlor neplanificate ale grupurilor generatoare/elementelor de rețea de transport (vezi tabel următor).

Tabel 5-1 Analiza comparativă a componentelor modelelor parametric/Scanner

Tip date de intrare / model	Model parametric	Model Scanner™
Consum (sarcină)	Monte-Carlo	Conform prognozei pentru etapa 2020 transmisă de Beneficiar
Sold (import – export)	Monte-Carlo	
Încărcare / putere produsă grupuri generatoare		
Termo	Monte-Carlo	Monte-Carlo
Hidro	Monte-Carlo	Monte-Carlo
Nuclear	Monte-Carlo	Monte-Carlo
Eolian	Monte-Carlo	Monte-Carlo
Solar	Monte-Carlo	Monte-Carlo
Biomasă	Monte-Carlo	Monte-Carlo
Opriri neplanificate grupuri generatoare/elemente de rețea (Scanner™)		
Termo	Monte-Carlo	Monte-Carlo
Hidro	Monte-Carlo	Monte-Carlo
Nuclear	Monte-Carlo	Monte-Carlo
Eolian	Monte-Carlo	Monte-Carlo
Solar	Monte-Carlo	Monte-Carlo
Biomasă	Monte-Carlo	Monte-Carlo
LEA IT (400/220 kV)	-	Monte-Carlo
TRAFO	-	Monte-Carlo

Oprirea neplanificată a grupurilor generatoare / elementelor de rețea se simulează prin intermediul unei funcții de defectare, dependentă de probabilitatea de oprire / intensitatea de defectare a fiecărui grup generator, respectiv element de rețea λ . Matematic, aceasta este o funcție-treaptă, având următoarea definiție:

$$f(\lambda) = \begin{cases} 0, & \text{oprire cu probabilitate } \lambda \\ 1, & \text{funcționare cu probabilitate } 1 - \lambda \end{cases};$$

Pentru fiecare grup energetic / element de rețea, probabilitatea de oprire λ se calculează prin înglobarea duratelor reparațiilor planificate și a opririlor accidentale. Un tabel cu valorile utilizate pentru λ este prezentat la pct.3.5.

Din punctul de vedere al modelării funcționării SEN, există două diferențe importante între cele două instrumente de lucru:

- Modelul parametric permite diferențierea anului de studiu pe regimuri caracteristice, oferind astfel seturi de indicatori de adecvanță atât la nivel de regim, cât și agregat la nivelul anului;
- Modelul Scanner nu permite diferențierea anului de studiu pe regimuri caracteristice, dar stabilește nivelul de adecvanță a rețelei de transport prin modelarea topologiei acesteia

Privitor la tipul repartițiilor / funcțiilor de distribuție utilizate la simulările Monte-Carlo, ambele modele folosesc pentru fiecare parametru de calcul repartiția normală, cu excepția producției eoliene, care este modelată cu o repartiție Weibull, cu factorii de scală / de formă (4,2).

Referitor la numărul de simulări realizate cu metoda Monte-Carlo la nivelul unui an calendaristic, cel două modele de calcul folosesc un număr comparabil de simulări:

- Modelul parametric:
12 regimuri x 20 000 simulări / regim = 240 000 simulări/an
- Modelul Scanner:
5 000 simulări / săptămână x 52 săptămâni = 260 000 simulări/an

5.1.1. Programul/modelul parametric

Modelul parametric este un model modular, construit în mediul Visual Basic / Microsoft Excel. Modelul se bazează pe împărțirea anului calendaristic în 12 regimuri caracteristice. Unsprezece dintre aceste regimuri evidențiază un număr de ore ale anului în care un parametru are o valoare de extrem (consum, producție hidro, producție eoliană, producție fotovoltaică, regim termic). Al 12-lea regim este unul de completare, menit să permită agregarea la nivelul anului calendaristic. Numărul de ore alocat fiecărui regim este prezentat în tabelul următor.

Tabel 5-2 Alocare ore pe regimuri de funcționare

Regim	Acronim	Număr de ore/an
VSI	Vârful de seară iarna*	77
VDV	Vârful de dimineață vara	131
GNV	Golul de noapte vara	333
HMN	Hidro minim	6
HMX	Hidro maxim	13
EMN	Eolian minim	234
EMX	Eolian maxim	125
SMX	Solar maxim	56
SMN	Solar minim	4324
MXT	Maxim termic (>40°C)	8
MNT	Minim termic (<-15°C)*	5
RAN	Rest an	3448

O detaliere a valorilor parametrilor considerați în fiecare regim este prezentată la cap.2.3. Modelul se rulează secvențial pentru fiecare regim de funcționare (VSI, VDV etc.), valorile anuale ale indicatorilor de adecvanță și ale celorlalte mărimi asociate (rezerve de putere, capacități suplimentare etc.) fiind obținute prin agregare la nivelul anului calendaristic.

Modulele sunt de mai multe tipuri, și anume:

- Modul de date de intrare grupuri generatoare – puteri minime absolute și maxim admisibile pentru fiecare grup termo/nuclear. Grupurile considerate disponibile sunt introduse în conformitate cu datele transmise de Beneficiar (nume grup, capacități/puteri). La stabilirea puterii minime absolute și maxime admisibile la care pot fi încărcate grupurile, au fost deduse semi-benzile superioară și inferioară pentru reglajul primar;
- Modul parametric de simulare aleatorie a stărilor de funcționare, respectiv al nivelului de încărcare a grupurilor. Modulul permite simularea cu metoda Monte-Carlo a funcționării grupurilor generatoare, în vederea acoperirii curbei de sarcină. cadrul acestui modul sunt calculați indicatorii de adecvanță LOLP, LOLE și ENS pentru fiecare regim de funcționare, rezervele de putere disponibile și mobilizate, precum și disponibilitățile anuale a grupurilor. De asemenea, prin intermediul acestui modul se poate calcula capacitatea suplimentară necesară pentru obținerea unui anume nivel al adecvanței sistemului.
- Modul de rezultate – conține grafice și tabele de sinteză privind următorii indicatori:
 - LOLP;
 - LOLE;
 - ENS;
 - Rezervele de putere disponibile și mobilizate;
 - Modul de acoperire a curbei de sarcină pe surse de producere (termo, hidro, nuclear, eolian, fotovoltaic, biomasă);
 - Cazurile de neacoperire a curbei de sarcină, defalcate pe regimuri de funcționare și categorii de indisponibilități de grupuri;
 - Capacitatea suplimentară necesară pentru pentru îndeplinirea valorilor – țintă ale indicatorilor de adecvanță;
 - Limitele de acceptabilitate pentru producția din surse eoliene și fotovoltaice (CEE/CEF);
 - Disponibilitățile anuale ale grupurilor

5.1.2. Programul/modelul Scanner

Programul/modelul SCANNER permite analiza detaliată a unui sistem electroenergetic, atât din punct de vedere al surselor generatoare, cât și al rețelei electrice. De asemenea dincolo de descrierea caracteristicilor tehnice ale sistemului, programul le considera și pe cele de ordin economic, în final fiind posibilă o analiză tehnico-economică.

Programul convertește comportamentul continuu al sistemului din perioada de analiză într-o serie discretă de stări statice reprezentative. Acestea sunt denumite statice deoarece pe toată durata asociată fiecărei stări sistemul nu-și schimbă comportamentul. Fiecare stare poate fi considerată ca fiind un „snapshot” al sistemului.

Fiecare stare este caracterizată de :

- momentul apariției acesteia (săptămâna, zi, ora din zi, ora din săptămâna) ;
- situația (disponibilă/indisponibilă) fiecărei componente (bare , linii electrice, transformatoare, unități generatoare) a sistemului electroenergetic.

Analiza unui număr ridicat de stări ale sistemului necesită utilizarea unei abordări statistice și anume metoda Monte Carlo.

Principiul de funcționare al metodei Monte Carlo în contextul SCANNER este următorul :

- În prima etapă, un eșantion de stări este aleatoriu considerat, spre exemplu dintr-un set de 10^{110} stări posibile este selectat un subset de câteva mii de stări posibile ; aceste stări trebuie să fie generate în așa fel încât, pentru fiecare stare, probabilitatea ca această să aparțină eșantionului este egală cu probabilitatea de apariție a acesteia ;
- În a doua etapă, modelul determină costul de generare orar asociat fiecărei stări din cadrul eșantionului ;
- În ultima etapă, se calculează media aritmetică a costului orar al generării asociat stărilor din eșantion: în urmă acestui calcul este determinată o estimare a valorii căutate.

În figura de mai jos este prezentat algoritmul de funcționare al modulului de generare de stări ale sistemului. Acest modul permite definirea unei stări a sistemului, modelul determinând puterea consumată cerută la fiecare nod al sistemului, precum și puterea disponibilă a fi generată și topologia rețelei, asociate stării analizate.

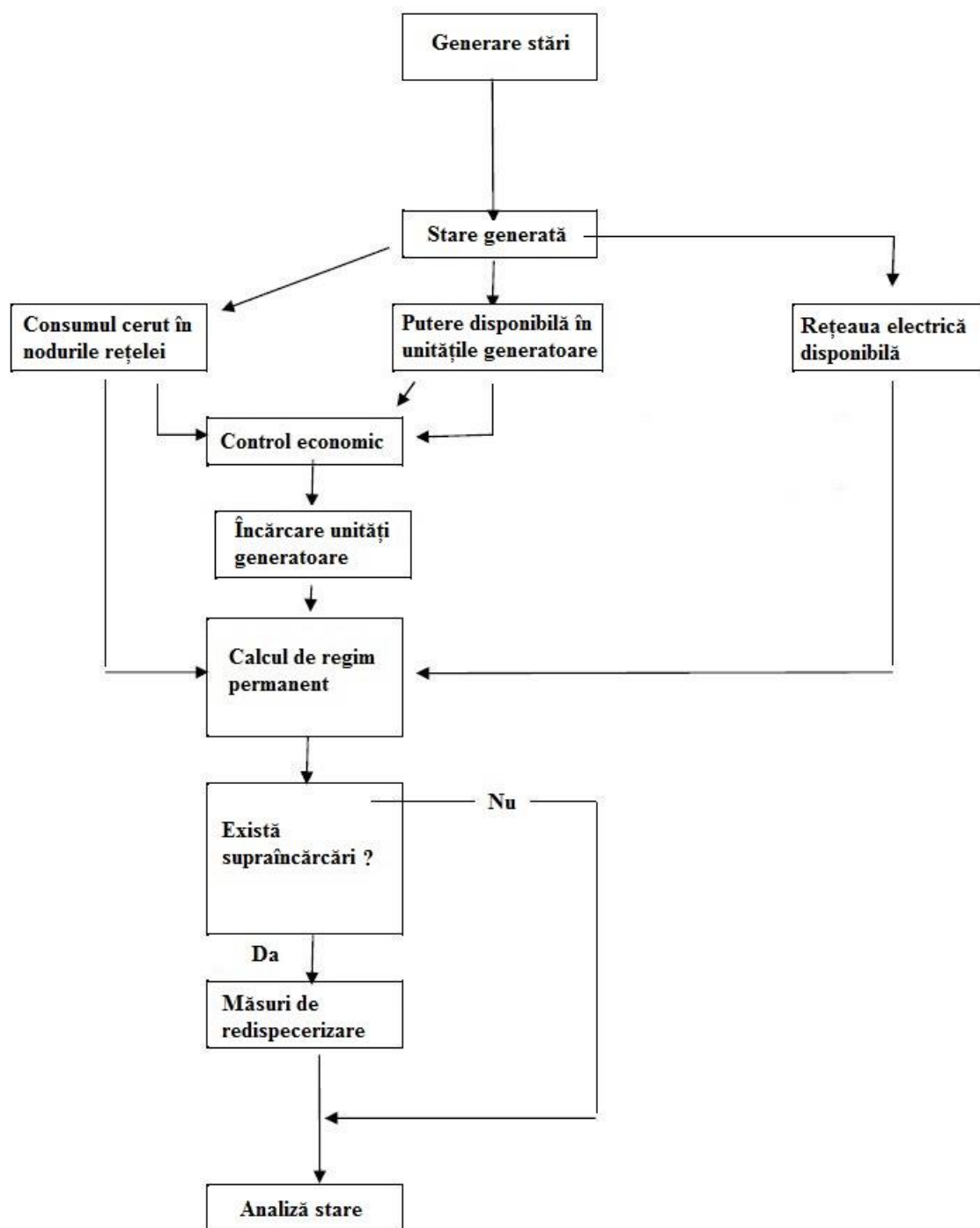


Figura 5-1 – Modelul Scanner - algoritmul de funcționare al modului de generare de stări ale sistemului

Un modul economic specializat de control apoi decide un nivel de generare pentru fiecare unitate disponibilă, bazat pe cerea de consum la acel moment și topologia rețelei, pentru a asigura acoperirea consumului la cel mai redus cost.

Astfel programul dispune de toate datele necesare pentru realizarea calcului de regim permanent al rețelei. Prin urmare dacă nu apar supraîncărcări pe linii sau transformatoare, capacitatea de tranzit a componentelor rețelei nu este depășită, atunci programul trece direct la etapă de analiză a rezultatelor.

Scopul acestei proceduri este reducerea tranzitelor de puteri prin componentele rețelei, astfel încât să nu mai fie supraîncărcate, prin redispecerizarea puterii generate (în ipoteza minimizării costurilor de generare apărute suplimentar). După ce au fost rezolvate toate supraîncărcările programul trece la etapa de analiză a stărilor.

5.2. Date de intrare utilizate

Beneficiarul a pus la dispoziția Prestatorului următoarele categorii de date de intrare:

- Balanțele de putere producție – consum pe orizonturile de prognoză 2020 și 2025;
- Modelele de calcul la RMB pe paliere de sarcină caracteristice;
- Evoluția estimată a capacității de schimb transfrontalier a SEN pe orizont 2020 și 2025;
- Puterile disponibile pe tipuri de surse;
- Curbe de sarcină și producția realizată pe tipuri de surse

Aceste seturi de date au fost prelucrate corespunzător, în vederea introducerii în datelor în cele două instrumente de lucru. Pentru modelul parametric, în mod suplimentar a fost realizată o împărțire a datelor pe regimuri caracteristice. Pentru modelul Scanner™, au fost introduse și date referitoare la alocarea generatoarelor la nodurile de rețea, la limitele de capacitate și intensitățile de defectare ale elementelor de rețea (LEA IT 400/220 kV și TRAFU).

5.3. Regimuri caracteristice de funcționare – Etapa 2020

În conformitate cu cerințele CS, de evidențiere a influenței consumului prognozat, a hidraulicității variabile, a regimului termic și a imprevizibilității producției din SER asupra nivelului adecvanței sistemului, la nivelul anului de studiu 2020 s-au definit 12 regimuri, diferențiate după următorii parametri:

- Consum net;
- Sold;
- Producție hidro;
- Producție eoliană;
- Producție fotovoltaică

Pentru cei 5 parametri enumerați mai sus, au fost stabilite limitele superioară și inferioară de variație în cadrul fiecărui regim caracteristic (vezi tabelul următor). Ca punct de plecare, au fost utilizate valorile transmise de Beneficiar privitoare la prognoza pentru Etapa 2020 a consumului, soldului și producției de energie electrică.

Tabel 5-3 Limite de variație a parametrilor considerați la definirea regimurilor de funcționare

Acronim	Nume regim	Număr ore	Consum (MW)	Sold (MW)	Producție hidro (MW)	Producție eoliană (MW)	Producție fotovoltaică (MW)
Mod de variație parametri			Aleatoriu, între limitele prezentate	Aleatoriu, între limitele prezentate	Aleatoriu, între limitele prezentate / limitare suplimentară dată de hidraulicitate medie anuală	Aleatoriu, între limitele prezentate	Aleatoriu, între limitele prezentate / producție nulă în orele de noapte
VSI	Vârful de seară iarnă*	77	8602..9185	-1135...156	900...3434	47...2596	0...702
VDV	Vârful de dimineață vara	131	8010..8920	-1393...218	987...4299	57...2499	0...1271
GNV	Golul de noapte vara	333	4391..5200	-1289...486	516...1848	76...1531	0...839
HMN	Hidro minim	6	6060..6742	-891...-395	173...424	1595...1960	4...123
HMX	Hidro maxim	13	7818..8000	-1166...-307	3899...4273	67...187	156...1106
EMN	Eolian minim	234	5164..8325	-1227...599	283...4054	0...50	1...915
EMX	Eolian maxim	125	5874..7237	-1356...-568	932...2906	2003...2876	4...870
SMX	Solar maxim	56	5815..7118	-1299...-426	1065...3934	11...1150	1200...1316
SMN	Solar minim	4324	4820..7432	-1412...655	135...4122	17...2763	0...0
MXT	Maxim termic (>40°C)	8	6562..7515	-1063...-512	1935...2894	131...1126	232...1199
MNT	Minim termic (<-15°C)*	5	5894..6286	-804...-2	568...643	194...299	0...0
RAN	Rest an	3448	5199..8493	-1459...611	473...3809	51...2000	1...1199
TOTAL AN		8760	4391..9185	-1459...655	173...4299	0...2876	0...1316

Din punct de vedere temporal, regimurile sunt disjuncte (neconcurente), în sensul că fiecare oră a anului este alocată unui singur regim. Pentru regimurile caracterizate de valori extreme de temperatură au fost considerate valori-prag de -15 °C (MNT - minim termic), respectiv de 40 °C (MXT - maxim termic). Ultimul regim considerat (RAN – rest an) este unul de completare, pentru a permite prin agregare calculul indicatorilor de adecvanță la nivelul unui an calendaristic.

5.4. Indicatori specifici monitorizați

În conformitate cu practica europeană, adecvanța sistemului electroenergetic poate fi descrisă prin intermediul următorilor indicatori:

- **EENS** - energia care se așteaptă a nu fi furnizată într-o anumită perioadă de timp (GWh);
- **LOLP** - probabilitatea ca generarea să fie insuficientă pentru a acoperi consumul într-o anumită perioadă de timp (%);
- **LOLE** - durata estimată în ore când generarea este insuficientă pentru a acoperi consumul într-o anumită perioadă de timp (ore)

De regulă, perioada de timp pentru care se stabilesc indicatorii de adecvanță este anul calendaristic.

Pentru a obține un nivel indicativ asupra necesarului de capacitate suplimentară / rezervelor de putere necesare la nivelul SEN, la cei trei indicatori menționați se adaugă puterea medie nelivrată **PNS** (MW).

Indicatorii de adecvanță sunt interdependenți, între aceștia existând următoarele relații de calcul:

$$f_n = \frac{n}{N} (\%)$$

$$LOLP_{regim} = \frac{n}{N} \times \frac{D_{regim}}{8760} (\%)$$

$$LOLP_{an} = \sum_1^{12} LOLP_{regim} (\%)$$

$$LOLE = LOLP \times 8760 (ore)$$

$$Psm = \frac{EENS (GWh) \times 1000}{D_{regim}(ore)} (MW)$$

$$PNS = \frac{EENS (GWh) \times 1000}{LOLE (ore)} (MW)$$

unde:

f_n – frecvența cazurilor de neacoperire a curbei de sarcină;

n – numărul de cazuri de neacoperire a curbei de sarcină identificate la simularea funcționării SEN cu metoda Monte-Carlo;

N – numărul total de simulări realizate cu metoda Monte-Carlo ($N = 20\,000$ pentru fiecare regim, $N = 240\,000$ pentru tot anul);

D_{regim} – durata în ore a fiecărui regim considerat (ex. 77 ore pentru VSI);

LOLP – probabilitatea de nelivrare;

LOLE – durata estimată de nelivrare;

EENS – energia nelivrată;

Psm – pierderea de sarcină medie;

PNS – puterea medie nelivrată.

10. ETAPA IV - ANALIZA PIEȚELOR DE ENERGIE

Prezentul capitol sintetizează analizele incluse în cadrul studiului din perspectiva prezentării stadiului de dezvoltare a piețelor de energie și a tendințelor de evoluție a acestora atât la nivel local cât și la nivel regional (în zona limitrofă SEN). În acest sens pentru a putea estima impactul unificării piețelor de energie la nivel Pan-European asupra SEN au fost analizate următoarele referințe bibliografice:

- *Piața angro de energie din România* – <http://www.transelectrica.ro/piata-ango>;
- *South East Europe Regional Electricity Market* – AERS Energy Agency of the Republic of Serbia, Belgrade, 2007;
- *South East Europe Electricity Roadmap* – South East Europe Regional report 2017, REKK, TU Wien, OG Research, EKC;
- The unification process of the electricity markets in Europe (EN/ES) - <https://magnuscmdblog.wordpress.com/2015/07/27/the-unification-process-of-the-electricity-markets-in-europe-enes/>;
- *Challenges towards a unified European Energy Market - Round Table on Energy*, Loyola de Palacio, Nyenrode (Netherlands), 13 November 2003;
- *Directiva 2009/72/CE a Parlamentului European și a Consiliului din 13 Iulie 2009 privind normele comune pentru piața internă a energiei electrice și de abrogare a Directivei 2003/54/CE*;
- *ENTSOe Regional Investment Plan 2017* – Regional Group Continental South East.

10.1. Piețe de energie la nivel național

În prezent, România dispune de o structură complexă de comercializare a energiei electrice, organizată pe două paliere: angro și cu amănuntul (retail). Pe primul palier cererea de energie este reprezentată în principal de furnizori, distribuitori și mari consumatori, iar oferta include producătorii de energie convențională (bazată pe combustibili fosili și potențial hidroenergetic) dispecerizabili (cu puteri instalate de peste 20 MW) și producătorii de energie regenerabilă. Împreună cu aceștia, pe piețele angro activează și brokerii de energie, care efectuează alternativ tranzacții de vânzare și respectiv de cumpărare de energie electrică. Pe al doilea palier, oferta este reprezentată în principal de furnizori și unii producători, iar cererea de consumatorii finali.

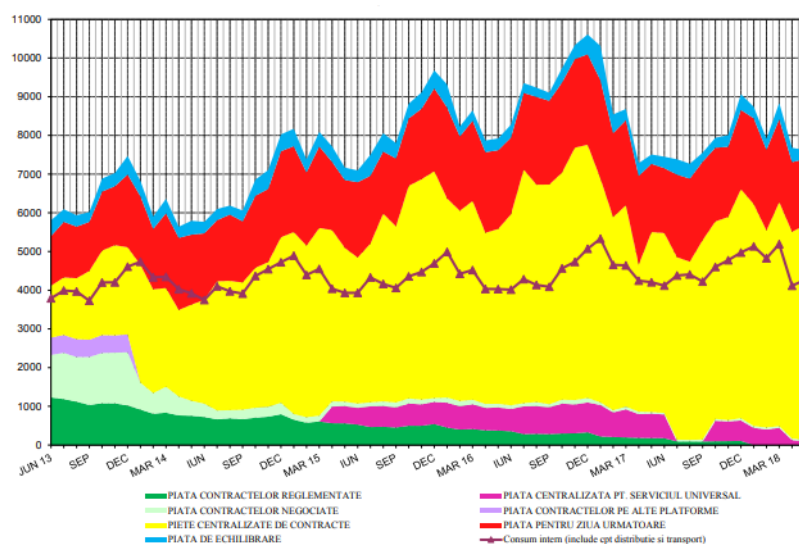
La ora actuală, în România au fost constituite și sunt operaționale 6 piețe angro principale de energie electrică (vezi tabel mai jos).

Tabel 10-1 – Piețele angro de energie electrică din România

Piața angro	Acronim	Nume administrator	Rol administrator	An de înființare
Piața pentru Ziua Următoare (spot)	PZU	OPCOM SA	Operator Comercial (OC)	2000
Piața Intrazilnică	PI	OPCOM SA	Operator Comercial (OC)	2013
Piața Centralizată a Contractelor Bilaterale	PCCB	OPCOM SA	Operator Comercial (OC)	2007
Piața Centralizată cu negociere dublă continuă a contractelor bilaterale de energie electrică	PC-OTC	OPCOM SA	Operator Comercial (OC)	2014
Piața de Echilibrare	PE	Transelectrica UNO-DEN	Operator de Transport și de Sistem (OTS)	2005
Import/Export	ATC*	Transelectrica UNO-DEN	Operator de Transport și de Sistem (OTS)	2005

*ATC este de fapt o piață de tranzacționare a capacității de interconexiune, necesară pentru derularea contractelor de export/import de energie

Piețele angro se diferențiază nu numai prin vechime, ci și prin dimensiune, prețuri ale energiei și volumele valorice tranzacționate anual (vezi graficul de mai jos).



Sursa: ANRE, Raport privind rezultatele monitorizării pieței de energie electrică în luna mai 2018

Din grafic se observă că volumele piețelor de energie descresc de la piața contractelor bilaterale (PCCB), către Piața pentru Ziua Următoare (PZU) și Piața de Echilibrare (PE).

Din punctul de vedere al participării, la nivelul anului 2017, la piețele angro de energie electrică au fost înscrși un număr total de **246** participanți, grupați după natura licențelor deținute în producători și furnizori de energie electrică. La aceștia s-au adăugat Operatorul de Transport și Sistem CNTEE Transelectrica SA (administrator al pieței de echilibrare și derulării contractelor de export/import), respectiv Operatorul Pieței de Energie Electrică SC OPCOM SA (administrator PZU, PCCB, PC-OTC și PI).

10.1.1. Piața pentru Ziua Următoare (PZU)

Piața pentru ziua următoare (PZU) este o piață voluntară, deschisă atât la cumpărare, cât și la vânzare tuturor participanților: producători, furnizori, operatori de rețea, în condițiile stabilite prin reglementările aplicabile.

Piața pentru Ziua Următoare (PZU) a fost prima piață angro de energie electrică stabilită în România (2000). PZU este o piață spot, aceasta reflectând intențiile pe termen scurt de vânzare/ cumpărare (cantități și prețuri) ale participanților (pentru a doua zi) și constituie de regulă referința pentru evaluarea valorii energiei electrice.

Piața pentru Ziua Următoare (PZU) creează un cadru centralizat de piață pentru vânzarea și cumpărarea energiei electrice de către participanții la piața angro de energie electrică din România, necesare pentru:

- a facilita formarea unei piețe angro de energie electrică în condiții de concurență, transparență și nediscriminare;
- reducerea prețurilor de tranzacționare a energiei electrice;
- stabilirea prețurilor de referință pentru alte tranzacții din piața angro

Istoricul de preț de pe PZU este elementul director pentru elaborarea ofertelor pentru perioadele următoare ale participanților nu numai la PZU, cât și la celelalte piețe de energie (piața contractelor bilaterale PCCB, piața intrazilnică PI, piața de echilibrare PE).

În termeni de volatilitate și nivel al prețului, PZU este considerată o piață de volatilitate și prețuri ridicate. Aceasta se datorează intervalului de timp relativ scurt (sub 24 h) rămas până la livrare (exigibilitatea contractului) și faptului că ofertele de vânzare și cumpărare se alcătuiesc orar, existând astfel creșteri/descreșteri de prețuri și cantități de ofertă de la o oră la alta.

PZU este o piață de echilibru cerere-ofertă. Pe PZU cererea și oferta de energie se întâlnesc, intersecția acestora determinând cantitatea care urmează a fi tranzacționată pentru un anumit interval orar, precum și prețul asociat. Prețul de echilibru (Prețul de Închidere al Pieței – PIP) este prețul de vânzare pentru toți producătorii care au oferat un preț de vânzare inferior PIP, respectiv prețul de achiziție pentru toți cumpărătorii care au oferat un preț de achiziție superior PIP. Alura curbei obținută pentru o zi calendaristică prin agregarea prețurilor și cantităților ale tuturor ofertelor acceptate pe PZU urmărește profilul curbei de sarcină.

Valoarea medie anuală (2017) a dimensiunii PZU este de cca. 3000 MW, cu valori maxime sezoniere înregistrate în lunile ianuarie și iulie.

În general, prețul mediu înregistrat în PZU este cel mai ridicat, comparativ cu prețurile medii din piețele de contracte sau din piața intrazilnică. Astfel, în anul 2017, prețul mediu din PZU a fost de cca. 220 RON/MWh, în timp ce în piețele de contracte acesta a fost de 170 RON/MWh, iar în piața intrazilnică, de 172 RON/MWh.

La nivel sezonier, prețurile de închidere a pieței (PIP) au o variabilitate ridicată, acestea urmărind fidel profilul curbei de sarcină (vezi figurile următoare).

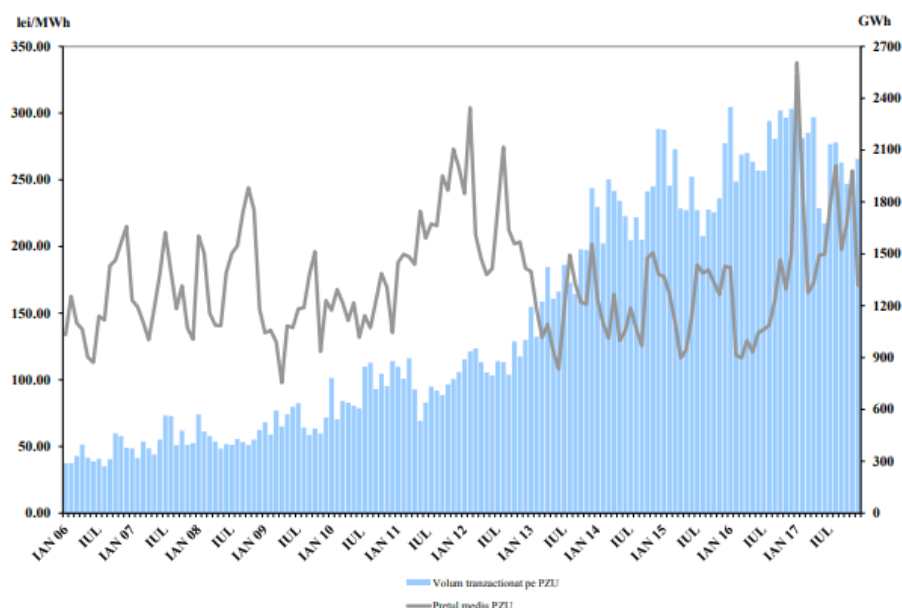


Figura 10-1 – Istoricul multianual al PIP și curbei de sarcină, 2006-2017

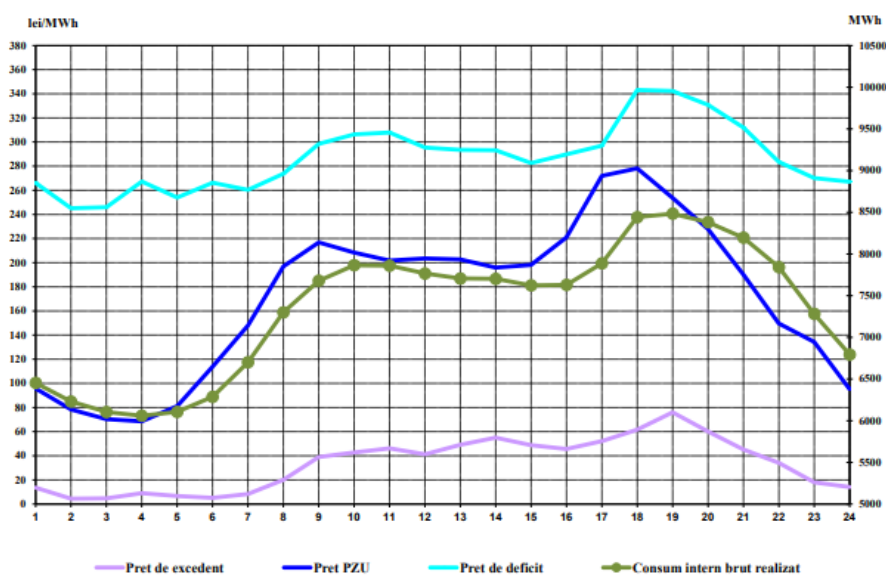


Figura 10-2 – Prețul mediu de Închidere a Pieței (PIP), prețurile medii de deficit și de excedent și curba de sarcină în luna decembrie 2017

Din figuri se poate observa că la nivel istoric multianual (2006-2017), s-a înregistrat o volatilitate ridicată a PIP la nivel de lună și zi de tranzacționare. Astfel, istoricul de preț indică limite largi variație a PIP, între 100 și 350 RON/MWh. De asemenea se poate observa corelația bună care există între profilele prețului din PZU și curba de sarcină.

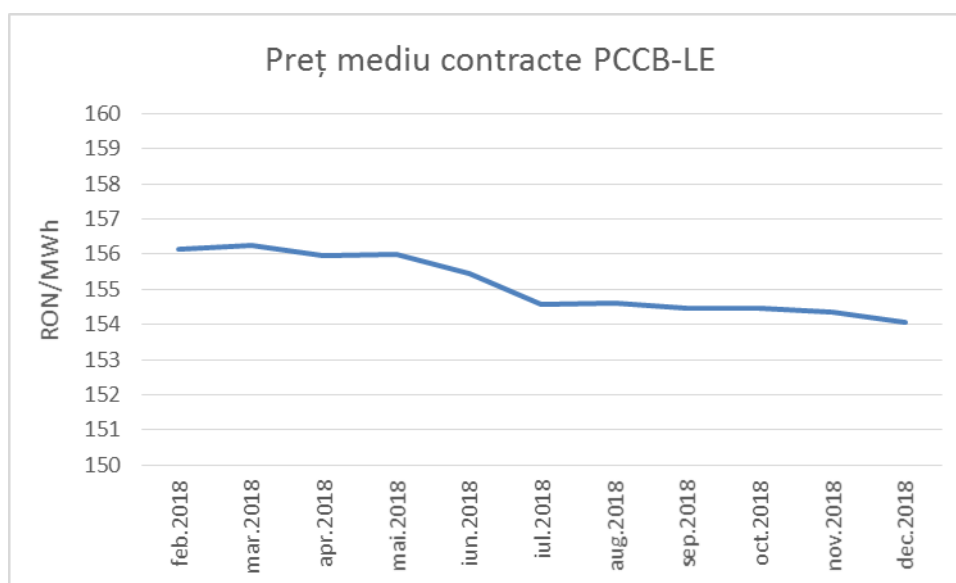
10.1.2. Piețele de contracte

Piețele de contracte ocupă un volum majoritar din totalul energiei tranzacționate angro (cca.70% în mai 2018). Din punctul de vedere a poziționării momentului tranzacționării față de momentul livrării, acestea sunt **piețe forward**, contractele fiind angajate cu cel puțin o săptămână înaintea momentului livrării. În România, aceste piețe îmbracă două forme: Piața Centralizată a Contractelor Bilaterale (PCCB) și Piața Centralizată cu negociere dublă continuă a contractelor bilaterale de energie electrică (PC-OTC), cele două piețe fiind diferențiate de tipul contractelor angajate și de modelarea temporală a ofertelor de vânzare-cumpărare.

Privitor la cantitățile contractate, majoritar se tranzacționează contracte în bandă, urmate de tranzacțiile cu cantități diferențiate la vârful de sarcină și de contractele încheiate exclusiv pentru zilele lucrătoare. O minoritate o constituie tranzacțiile de completare cu cantități disparate.

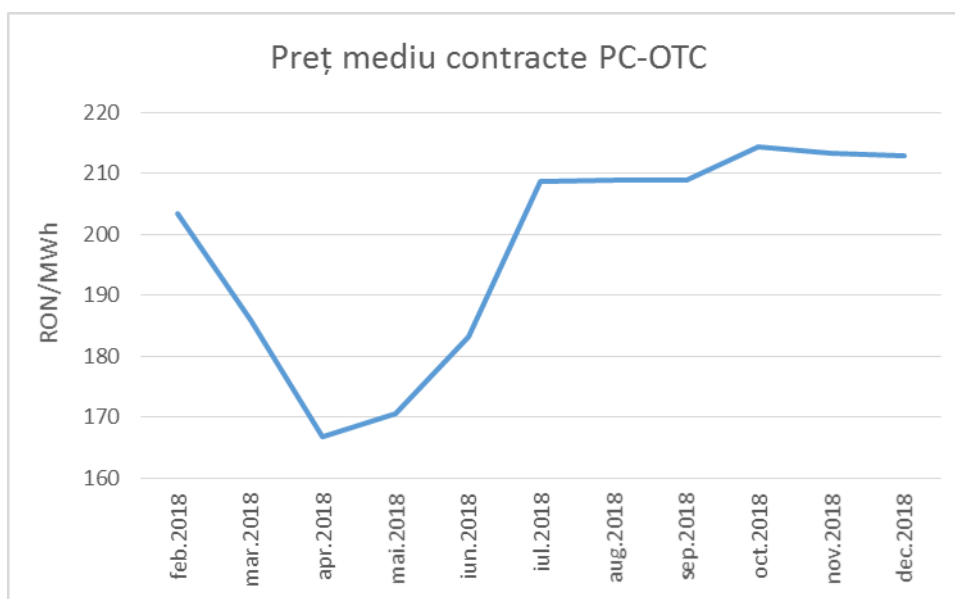
Valoarea medie anuală (2017) a dimensiunii piețelor de contracte este de 4000 MW (PCCB), respectiv de cca. 3000 MW (PC-OTC).

Ca medie anuală, prețurile obținabile în piețele de contracte sunt cu cca.10-15% mai reduse decât prețurile înregistrate în PZU. Variația sezonieră a prețurilor din piețele de contracte este considerabil mai redusă decât cea din PZU, datorită existenței în PCCB (și în mai mică măsură în PC-OTC) a contractelor în bandă pe termen mediu și lung.



Sursa: OPCOM/Supraveghere Piețe, Statistici Piața Centralizată a Contractelor Bilaterale – Licității Extinse

Figura 10-3 – Prețul mediu al contractelor angajate în PCCB-LE, 2018



Sursa: OPCOM/Supraveghere Piețe, Statistici Piața Centralizată cu negociere dublă continuă a contractelor bilaterale de energie electrică

Figura 10-4 – Prețul mediu al contractelor angajate în PC-OTC, 2018

10.1.3. Piața Intrazilnică (PI)

Piața Intrazilnică (PI) este o piață de ajustare înființată relativ recent, în principal cu scopul realizării unei punți temporale între Piața pentru Ziua Următoare și Piața de Echilibrare (PE), care să permită participanților să-și ajusteze/corecteze ofertele avansate deja pe PZU și pe alte piețe cu momente de tranzacționare anterioare (ex. PCCB, OTC), în vederea minimizării riscului de a înregistra dezechilibre și implicit penalități pe PE. O categorie relevantă de participanți pe PI o constituie producătorii de energie eoliană, care din cauza impredictibilității vitezelor vântului și orizontului de timp foarte limitat al prognozelor de vânt, doresc să schimbe cantitățile oferite pe PZU cu cantități actualizate pentru ziua de dispecerizare.

Caracteristici ale Pieței Intrazilnice:

- Participarea la această piață este voluntară;
- Ofertele de vânzare/cumpărare de energie electrică sunt oferte simple cantitate – preț;
- Sistemul informatic validează/invalidă ofertele transmise de participanți;
- După introducerea ofertelor în sistemul de tranzacționare se vor încheia tranzacții după îndeplinirea condiției de corelare;
- Algoritmii de corelare ia în considerare criteriile de ordonare a ofertelor transmise de participanții la piață astfel:
 - După preț, descrescător pentru ordinele de cumpărare
 - După preț, crescător pentru ordinele de vânzare
 - Luând în considerare marca de timp a fiecărei ofertă/ordin, în cazul ordinelor ce propun prețuri egale
- Procesul de corelare va începe cu oferta de cumpărare cu cel mai mare preț și oferta de vânzare cu cel mai mic preț și va continua luând în considerare criteriile de ordonare;

- Tranzacțiile sunt încheiate la prețul ofertelor de răspuns (oferta agresor) la o ofertă de sens contrar existentă în sistemul de tranzacționare.

Piața pe parcursul zilei devine din ce în ce mai importantă, pe măsură ce se produce mai multă energie din surse regenerabile. Energia eoliană este imprevizibilă din punct de vedere al naturii, iar dezechilibrele dintre contractele pe ziua următoare și volumul producției trebuie adesea compensate.

Tranzacțiile pe piață intrazilnice pot fi avantajoase deoarece previziunile actualizate privind energia eoliană sunt în medie mai precise decât prognozele pentru ziua următoare datorită orizontului redus de prognoza și utilizării atât a previziunilor meteorologice cât și a măsurătorilor curente ale producției de energie eoliană.

În prezent, PI se confruntă cu problema lichidității, datorată volumelor foarte reduse tranzacționate (dimensiunea medie anuală în 2017 pentru PI a fost de sub 20 MW) și a existenței multor ore din an când nu se încheie tranzacții. Astfel, la câteva intervale orare, cantitățile oferite sunt insuficiente pentru acoperirea cererii, iar în celelalte intervale în care s-a reușit încheierea de tranzacții se înregistrează situația inversă, a cererii reduse.

De regulă, prețurile curente în piața intrazilnică sunt cu cca. 20-40% mai mici comparativ cu cele înregistrate în restul piețelor angro, datorită faptului că tranzacțiile se derulează în special la acele intervale orare unde există o disproporție substanțială între supraofertă și cererea redusă de energie de ajustare. De exemplu, în luna mai 2018, în PI s-au tranzacționat cca.10 TWh cu un preț mediu de 147 RON/MWh, comparativ cu PZU, unde volumul tranzacționat a fost de 1764 TWh (de 17 ori mai mare), iar prețul mediu de 194 RON/MWh (+32%).

Existența PI are un rol benefic și pentru operatorul PE (dispecerul național), în sensul că acesta va dispune de informații actualizate și mai exacte asupra nivelului producției de energie din ziua de dispecerizare cu câteva ore înainte de debutul acesteia, cu rezultatul unor costuri mai reduse de echilibrare a sistemului.

Piața de energie pe parcursul zilei joacă un rol-cheie în dezvoltarea comerțului cu energie electrică în Europa. Perspectivile indică o creștere exponențială, atingând o capacitate de 1.900 GW instalată la nivel mondial în 2025. Acest tip de piață poate fi un factor-cheie pentru creșterea cotei de energie regenerabilă în mixul energetic.

10.1.4. Piața de echilibrare (PE)

Pe Piața de Echilibrare, Operatorul de Transport și de Sistem cumpără și/sau vinde energie electrică activă de la/către participanții la piață, deținători de unități/consumuri dispecerizabile, în scopul compensării abaterilor de la valorile programate ale producției și consumului de energie electrică.

Producatorii dispecerizabili sunt obligați să ofere pe această piață, la cantitatea de creștere de putere întreaga cantitate de energie electrică disponibilă suplimentar față de cantitatea de energie electrică notificată iar la reducere de putere, întreaga cantitate de energie electrică notificată.

Ofertele și Tranzacțiile pe Piața de Echilibrare se fac la nivel de unitate/consum dispecerizabilă. Piața de Echilibrare este administrată de Operatorul Pieței de Echilibre (OPE).

⁵ World Wind Energy Association

Regulile Pieței de Echilibrare (PE) creează cadrul legal pentru vânzarea și cumpărarea de către Operatorul de Transport și de Sistem (OTS) a Energiei de Echilibrare, necesare pentru:

- asigurarea flexibilității și stabilității Sistemului Electroenergetic Național (SEN) și
- rezolvarea comercială a Restricțiilor de Rețea din SEN.

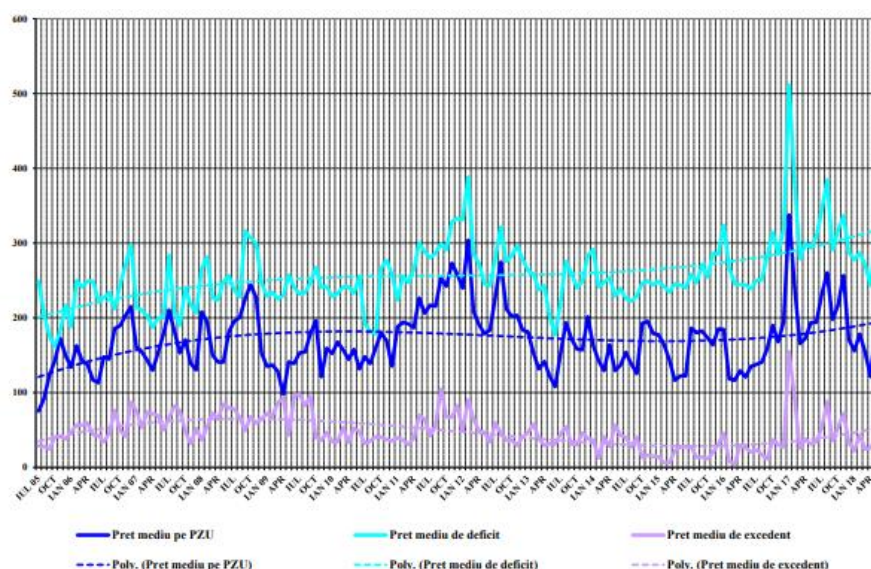
Pentru fiecare participant este obligatorie ofertarea pe PE a tuturor capacităților de producție și Consumurilor Dispecerizabile care sunt disponibile după realizarea programării pe piețele de contracte, PZU și intrazilnică.

Operatorul Pieței de Echilibrare (OPE), stabilit în cadrul C.N Transelectrica S.A., este responsabil pentru înregistrarea Participanților la PE, colectarea și verificarea Ofertelor precum și pentru realizarea calculelor de cantități necesare decontării tranzacțiilor aferente PE.

Energia de Echilibrare poate fi folosită pentru:

- creșterea de putere, care poate fi furnizată prin creșterea producției unei unități dispecerizabile sau prin reducerea consumului unui consumator dispecerizabil;
- reducerea de putere, care poate fi furnizată prin reducerea producției unei unități dispecerizabile sau creșterea consumului unei centrale cu acumulare prin pompare care este înregistrată ca un consum dispecerizabil.

În prezent, dimensiunea medie anuală a PE este de cca. 500 MW, iar tranzacțiile în piața de echilibrare ocupă cca. 3-6% din consumul intern. Prețurile medii de tranzacționare sunt la nivelul de 250-400 RON/MWh pentru deficit, respectiv 0.1-100 RON/MWh pentru excedent (vezi graficul următor).



Sursa: ANRE, Raport lunar de monitorizare a pieței de energie electrică, mai 2018

Figura 10-5 – Prețurile de deficit și de excedent în PE, 2015-2018 (RON/MWh)

Dispozițiile de dispecer (oferte acceptate) primite de producători determină energia angajată pe piața de echilibrare. După efectuarea calculului de decontare, pe baza valorilor măsurate (aprobat) se determină energia efectiv livrată de producători pe piața de echilibrare; relația dintre energia angajată și cea efectiv livrată în luna mai 2018 este prezentată în tabelul următor.

Tabel 10-2– Energia de echilibrare angajată/livrată pe tipuri de STS, mai 2018 (GWh)

Mai 2018	Energie de echilibrare angajată	Energie de echilibrare livrată	Abatere (%)
Reglaj secundar	85	85	
creștere	39	39	
scădere	46	46	
Reglaj terțiar rapid	139	131	5
creștere	76	73	4
scădere	62	58	7
Reglaj terțiar lent	18	17	3
creștere	0,4	0,3	11
scădere	17	17	3
TOTAL	242	234	
creștere	116	113	
scădere	125	121	
Consum intern		4264	
% volum tranzacționat din consumul intern		5,5%	

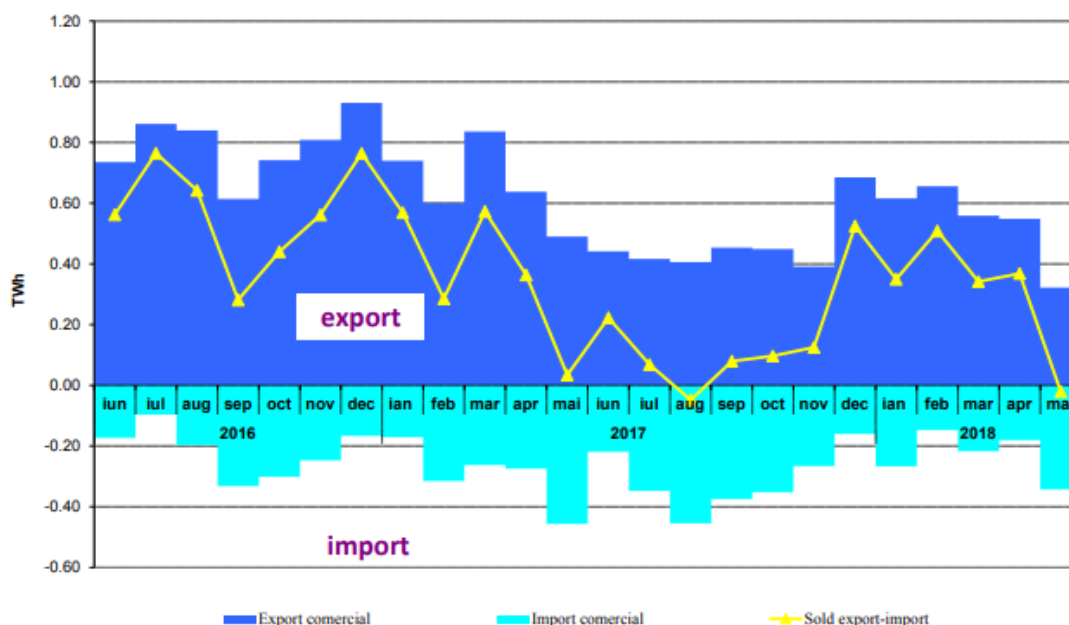
Sursa: ANRE, Raport lunar de monitorizare a pieței de energie electrică, mai 2018

10.1.5. Import / export

În România, importul și exportul de energie electrică se efectuează în limita capacității de transfer disponibilă (ATC) pe granița/zona de tranzacționare prin care se efectuează transferul. OTS Transelectrica organizează periodic licitații comune cu operatorii sistemelor energetice vecine (ex. Bulgaria, Ungaria), în vederea alocării capacității disponibile pentru perioada următoare.

De regulă, cantitățile contractate au variații reduse pe termen scurt, fiind de fapt benzi de putere care se diferențiază după sezon și eventual după luna de livrare. Unele contracte de export/import de energie prevăd cantități diferite pentru zilele nelucrătoare și/sau perioade de vârf/gol de sarcină.

Evoluția volumelor comercializate la export și import pe granițe în ultimii doi ani este prezentată în figura de mai jos.



Sursa: Transelectrica/ANRE

Figura 10-6 – Volumele comercializate la export/import, iunie 2016 – mai 2018

Din grafic se observă că s-au exportat volume de până la 900 GWh/lună, respectiv s-au importat maxim 450 GWh/lună. Soldul mediu net este negativ (exportator), având o variație sezonieră foarte pronunțată, cu valorile minime corelate cu vârfurile de consum din sezoanele de vară/iarnă.

În tabelul următor sunt detaliate cele mai recente informații oficiale (aprilie/mai 2018) privind tranzacțiile de export și de import comercial pentru energia electrică extrasă/introdusă din/în rețeaua de transport. Acestea cuprind și tranzacțiile de energie electrică realizate de CNTEE Transelectrica SA, în calitate de agent de transfer în cadrul mecanismului de cuplare prin preț a piețelor pentru ziua următoare. Rolul agentului de transfer se reflectă în transferul fizic și comercial al energiei electrice, pe relația import/export, pe liniile de interconexiune cu Ungaria.

Tabel 10-3 – Tranzacțiile de export/import de energie electrică, aprilie-mai 2018

TRANZACȚII EXPORT / IMPORT	Aprilie 2018	Mai 2018
EXPORT		
volum tranzacționat (GWh)	548	322
preț mediu (lei/MWh)	128,48	179,60
% din consumul intern	13,4	7,6
din care, prin PZU cuplat		

TRANZACȚII EXPORT / IMPORT	Aprilie 2018	Mai 2018
volum tranzacționat (GWh)	109	53
preț mediu (lei/MWh)	82,42	179,18
% din consumul intern	2,7	1,2
IMPORT		
volum tranzacționat (GWh)	180	343
preț mediu (lei/MWh)	159,09	199,84
% din consumul intern	4,4	8,0
din care, prin PZU cuplat		
volum tranzacționat (GWh)	104	146
preț mediu (lei/MWh)	156,22	189,94
% din consumul intern	2,5	3,4

Sursa: ANRE, Raport lunar de monitorizare a pieței de energie electrică, mai 2018

Din tabel se observă puternica variabilitate a cantităților transferate peste graniță și a prețurilor, în special pentru componenta tranzacționată în piețele cuplate în cadrul programului 4M MC (RO/HU/SK/CZ).

10.2. Piețe de energie la nivel regional

În conformitate cu Articolul 6 al Directivei 72/2009 a Parlamentului European, statele membre, precum și autoritățile de reglementare cooperează între ele în vederea integrării piețelor lor naționale cel puțin la unul sau mai multe niveluri regionale, ca un prim pas către liberalizarea totală a pieței interne. În special, statele membre promovează și facilitează cooperarea dintre operatorii de transport și de sistem la nivel regional, inclusiv în ceea ce privește aspectele transfrontaliere, cu scopul de a crea o piață internă competitivă a energiei electrice și încurajează coerența cadrului juridic, de reglementare și tehnic al acestora.

În scopul garantării concurenței și furnizării de energie electrică la cel mai competitiv preț, statele membre și autoritățile de reglementare naționale trebuie să faciliteze accesul transfrontalier pentru noii furnizori de energie electrică provenită din diferite surse, precum și pentru noii producători de energie electrică

Piața actuală a energiei electrice s-a schimbat fundamental începând cu anul 2009, când a fost introdusă Directiva 2009/72/CE a Parlamentului European. În etapa actuală, ponderea energiei electrice produse de sursele regenerabile se așteaptă să crească de la 25% la 50% în 2030. Totuși, când sursele regenerabile nu produc energie, electricitatea trebuie să fie produsă în cantități suficiente din surse clasice pentru a furniza energie consumatorilor. Totodată, piețele trebuie îmbunătățite pentru a răspunde nevoilor energiilor regenerabile și pentru a atrage investiții în resurse, cum ar fi stocarea energiei, care pot compensa producția variabilă de energie.

Actuala inițiativă de proiectare a pieței de energie electrică urmărește să adapteze normele actuale ale pieței la noile realități ale pieței, permițând electricității să se deplaseze liber acolo unde este cel mai necesar și atunci când este cel mai necesar prin semnale de preț nedistorsionate, oferind în același timp consumatorilor posibilitatea de a obține beneficii maxime pentru societate din competiția transfrontalieră și oferind semnalele și stimulentele potrivite pentru a conduce investițiile necesare pentru decarbonizarea sistemului energetic. De asemenea, piața regională acorda prioritate soluțiilor de eficiență energetică și contribuie la atingerea obiectivului de a crește producția de energie din surse regenerabile de energie, contribuind astfel la obiectivul Uniunii de a crește și de a atrage investiții.

În plus, deschiderea pieței trebuie să aibă loc în cadrul general pentru asigurarea siguranței alimentării cu energie a Uniunii Europene. Siguranța alimentării înseamnă atât disponibilitatea continuă a resurselor energetice, cât și siguranța furnizării către clienți.

În cadrul pieței de energie la nivel regional are loc cuplarea piețelor între mai multe țări. Cuplarea pieței (Market Coupling) reprezintă Licitarea implicită, respectiv alocarea optimă a drepturilor energetice și a capacităților de transmisie transfrontaliere într-un singur proces comun. Toate intrările (ofertele și datele privind capacitatea) sunt luate în considerare împreună. Metodă este aproape identică cu armonizarea locală a ofertelor, dar folosind profilurile transfrontaliere ca restricție a comerțului între zonele de piață.

Energia, maximizată prin capacitatea transfrontalieră, circulă de la o zonă cu preț scăzut la o zonă cu prețuri ridicate, pentru a încerca să echilibreze prețurile de pe piață.

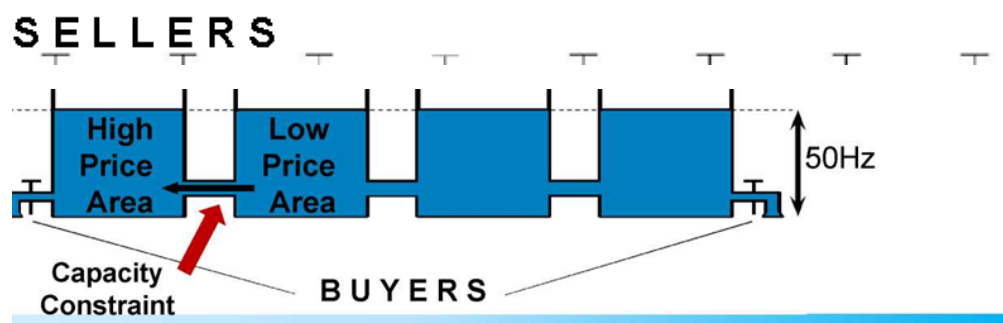


Figura 10-7 – Structura modelului de cuplare a piețelor de energie

În cazul diferenței de preț între două zone învecinate, frontiera este aglomerată în direcția zonei cu preț ridicat. În cazul prețurilor egale a două zone învecinate, capacitatea de transfer a fost suficientă pentru tranzacțiile pe piață.

Diferența de preț este difuzată între prețurile zonelor învecinate ale pieței, ceea ce reprezintă prețul de licitație al capacității de transfer, iar prețul de licitație al capacității înmulțit cu fluxul transfrontalier reprezintă venitul din congestii al OTS.

Implementarea cuplării piețelor necesită o strânsă cooperare a operatorilor de piață și a operatorilor de transport și sprijinul Autorităților Naționale de Reglementare. Funcționarea cuplării piețelor de electricitate este un proces zilnic comun realizat de Operatorii de transport și Operatorii de piață implicați.

Începând din 19 noiembrie 2014, piața pentru ziua următoare din România funcționează în regim cuplat cu piețele spot din Ungaria, Slovacia și Republica Cehă, în așa-numitul proiect 4M MC – mecanismul de cuplare prin preț a piețelor pentru ziua următoare.



Figura 10-8 – Țările participante la modelul de cuplare a piețelor spot 4M

Acest mecanism de corelare coordonat utilizează o metodă, unică la nivel european, de cuplare prin preț a regiunilor (inițiativa Price Coupling of Regions-PCR) în scopul armonizării piețelor naționale europene și creării pieței interne europene de energie electrică. Funcționarea cuplată se bazează pe algoritmul de cuplare recomandat de ACER (Euphemia), care urmărește maximizarea bunăstării sociale la nivelul întregului areal al piețelor cuplate. Mecanismul cuplării se realizează prin intermediul operatorilor de cuplare OTE-Republica Cehă, EPEX Spot (furnizor de servicii pentru OKTE-Slovacia și HUPX-Ungaria) și din 17 ianuarie 2017 OPCOM-România (membru PCR din ianuarie 2016).

Astfel, în urma finalizării cu succes a procesului de implementare a schimbărilor și testelor efectuate, OPCOM operează în nume propriu soluția de cuplare implementată în mecanismul operațional 4M MC, toate procesele derulate realizându-se în condiții de siguranță a funcționării cuplate a piețelor pentru ziua următoare din mecanismul operațional.

Operatorii de cuplare acționează în calitate de Coordonatori pe baza principiului rotației. Calculul coordonat al capacității de alocare transfrontalieră se află sub guvernanta operatorilor de transport și sistem din cele 4 țări, în conformitate cu legislația europeană, iar modelul de alocare utilizat este cel de alocare implicită pe PZU a capacității disponibile de interconexiune.

Pentru a răspunde mai bine scopului pentru care a fost implementat mecanismul de cuplare a PZU, și anume transferul de energie la nivelul și în sensul determinate de condițiile cunoscute ale producției și consumului și în funcție de prețurile din piețele cuplate, începând cu 1 ianuarie 2016 operatorii de transport din România și Ungaria, CNTEE Transelectrica SA și Mavir ZRt, urmând recomandările autorităților de reglementare din cele două state, ANRE și MEKH, au agreeat rezervarea unei cote din capacitatea de interconexiune pentru alocarea pe PZU.

Aceeași regulă a fost adoptată și pentru alocarea capacității de interconexiune pe granița cu Bulgaria. Astfel, în fiecare lună a anului, capacitatea rezervată pentru alocarea pe PZU se determină ca diferență dintre capacitatea disponibilă de interconexiune (ATC) calculat lunar pe fiecare subperioadă și 80% din cea mai mică valoare a ATC rezultat pe subperioadele din luna respectivă, la care se adaugă capacitatea alocată la licitația anuală returnată către OTS. Ca o particularitate pentru granița cu Ungaria, dacă 80% din cea mai mică valoare a ATC calculat lunar pe subperioade este mai mic de 80 MW, capacitatea de interconexiune pentru alocarea lunară va fi de 80% din ATC calculat pentru fiecare subperioadă, la care se adaugă capacitatea alocată la licitația anuală returnată către OTS.

La nivel european sunt formate șapte piețe angro de energie electrică regionale după cum urmează:

- Piața Central Vest Europeană CWE care cuprinde țările Austria, Belgia, Franța, Germania, Olanda și Elveția;
- Piața insulelor Britanice care cuprinde UK și Irlanda;
- Piața Nord-europeană care cuprinde Danemarca, Estonia, Finlanda; Lituania, Letonia, Norvegia și Suedia;
- Peninsula Apenină care cuprinde Italia;
- Peninsula Iberică cuprinzând Spania și Portugalia;
- Piața Central Est Europeană CEE care cuprinde Republica Cehă, Ungaria, Polonia, România, Slovacia și Slovenia;
- Piața Sud Est Europeană SEE care cuprinde Serbia, Croația, Grecia și Bulgaria.

Piața integrată a UE în domeniul energiei este cea mai rentabilă modalitate de a asigura furnizarea sigură și accesibilă utilizatorilor UE. Prin intermediul normelor comune privind piața energiei și a infrastructurii transfrontaliere, energia poate fi produsă într-o țară a UE și livrată consumatorilor într-o altă țară. Acest lucru menține prețurile sub control creând concurență și permițând consumatorilor să aleagă furnizorii de energie.

În analiza Centrului Regional de Cercetare pentru Politica Energetică (REKK) prezentată în Foaia de parcurs privind energia electrică din Europa de Sud-Est – SEERMAP, raport la etapa 2017, se dezvoltă scenariile din sectorul energetic pentru regiunea sud-est europeană până în anul 2050. Geografic, proiectul SEERMAP se concentrează asupra a nouă țări din regiune: Albania, Bosnia și Herțegovina, Kosovo, Republica Macedonia, Muntenegru și Serbia, Bulgaria Grecia și România. Regiunea proiectului SEERMAP cuprinde state membre ale Uniunii Europene cât și state candidate și potențial candidate. Pentru statele nemembre, unele elemente ale politicii energetice ale Uniunii Europene sunt traduse în obligații pe calea Tratatului Comunitar al Energiei, în timp ce statele membre trebuie să transpună și să implementeze întregul spectru al angajamentelor în conformitate cu acquis-ul UE în domeniul climei și al energiei.

În pofida contextului legislativ diferit, țările din regiune au o serie de provocări comune. Acestea includ mijloace de producție a electricității învechite și care necesită investiții pentru a asigura capacitatea de înlocuire, consumatori sensibili la prețurile utilizatorilor finali și condiții fiscale dificile. În același timp, regiunea sud – est europeană se bucură de oportunitatea unui mare potențial al regenerabilelor, a generării în hidrocentrale, care poate fi de valoare pentru echilibrarea sistemului, un grad înalt de interconectare și rezerve mari de combustibil fosil, în special lignit, care este un important punct forte în siguranța alimentării cu energie electrică.

Având în vedere contextul politic și socio-economic de mai sus și asumând că țările candidate și potențial candidate vor deveni State membre, proiectul SEERMAP asigură o evaluare a faptului că procesele unite ale liberalizării pieței, ale integrării pieței și decarbonizării vor avea un rol însemnat pentru sectorul energiei electrice din regiunea de Sud-Est a Europei. Proiectul ia în considerare implicațiile diferitelor strategii de investiții în sectorul energiei electrice pentru accesibilitatea, durabilitatea și siguranța aprovizionării.

Analiza arată dificultățile și oportunitățile care urmează și compromisurile între diferitele obiective politice. Proiectul contribuie la o mai bună înțelegere a beneficiilor pe care cooperarea regională le poate asigura pentru toate țările implicate. Cu toate ca în cele din urmă deciziile politicii energetice trebuie luate de factorii de decizie naționali, aceste decizii trebuie să recunoască interdependența investițiilor și deciziile de reglementare ale țărilor vecine. Pe lângă sublinierea percepțelor politice specifice într-un subiect atât de complex și important, scopul proiectului este să asigure un dialog informat la nivel național și regional astfel ca factorii de decizie să poată să conlucreze pentru găsire soluțiilor optime.

În cadrul proiectului SEERMAP a fost dezvoltat un model complex de piață regională (Green-X), unde evoluția viitoare a piețelor de energie electrică din regiunea continental sud-est-europeană poate avea loc după trei scenarii posibile de evoluție, diferențiate după gradul de adoptare a RES, investițiile în capacități și rețeaua de transport și prețul prognozat al carbonului, denumite "No Target", "Delayed" și "Decarbon". Modelul oferă un tablou al spațiului energetic sud-est-european la diferite orizonturi de timp, cu o granularitate de 5 ani (2020, 2025...2050).

La modelul de piață regională, prețul angro al energiei electrice este determinat pe cel mai mare cost marginal de producere al centralelor electrice necesar pentru satisfacerea cererii. Pe perioada de timp modelată, prețurile angro cresc semnificativ, determinate de o creștere a prețului carbonului și a gazului natural. Traiectoriile prețurilor sunt independente de nivelul de decarbonizare și similare în toate scenariile până în 2045 când cele două scenarii care trebuie să atingă un anumit nivel de decarbonizare au drept rezultat prețuri angro mai scăzute. Aproape de anul 2050, ponderea regenerabilelor cu cost marginal redus este suficient de mare pentru a satisface cererea de energie pentru cele mai multe ore la un cost redus, determinând o reducere a prețului mediu anual.

Evoluția prețurilor are mai multe implicații pentru elaboratorii de politici și strategii. Prețurile cu amănuntul depind de prețul angro, pe lângă taxe, comisioane și costurile rețelei. Prin urmare, este dificil de prognozat evoluția prețurilor cu amănuntul numai pe baza informațiilor referitoare la prețurile angro, dar este posibil ca o creștere a prețurilor angro să afecteze suportabilitatea consumatorilor deoarece este un factor determinant al prețului pentru utilizatorul final.

În cadrul proiectului SEERMAP (Foaie de parcurs pentru energia din Europa de Sud-Est), creșterea medie anuală a prețului pe întreaga perioadă este de 2,82% în scenariul "fără nivel țintă", de 2,17% în scenariul "întârziat" și de 2,23% în scenariile cu "decarbonizare".

Există mici diferențe între nivelurile prețurilor din fiecare țară. Creșterea scăzută a prețurilor angro din cele două scenarii cu decarbonizare se datorează scăderii prețului angro din ultimii 5 ani ai perioadei modelate. Deși creșterea prețului este semnificativă, este important de menționat că prețurile angro ale energiei electrice în 2016 au atins un minim istoric în Europa, analiza prognozează o creștere a prețurilor angro de până la **60EUR/MWh până în 2030**, fapt ce reprezintă nivelul prețului de acum 10 ani (vezi figurile următoare). Dacă este calculată suportabilitatea în funcție de cheltuielile cu energia electrică ale unei gospodării ca procent din venitul disponibil, energia electrică rămâne accesibilă chiar dacă prețul acesteia crește. Pe lângă efectele sale negative, creșterea prețului are și trei implicații pozitive prin stimularea investițiilor în capacități noi, prin promovarea eficienței energetice și prin reducerea nevoii de sprijin pentru SRE.

Investiția regională totală necesară în capacități noi până în 2050 este cea mai scăzută în scenariul "fără nivel țintă" la 83 miliarde EUR și în jur de 128 miliarde EUR atât în scenariul "întârziat" cât și în scenariul "decarbonizare". Necesarul investițional nu ține cont de costurile investiționale generate de producția nucleară și de investițiile în rețeaua de transport și distribuție. Necesarul de investiții crește, în general, după perioada modelată în toate scenariile datorită creșterii ponderii noilor capacități regenerabile.

Deoarece nivelurile actuale de investiții în țările WB6 (Muntele Negru și Serbia) sunt mult mai mici decât aceste previziuni, țările ar putea avea nevoie de sprijin exogen pentru a mobiliza fonduri pentru investiții în rețele și producție RES. Comisia Europeană poate juca un rol crucial în inițierea acestui proces. Este important de menționat faptul că investițiile se presupun a fi realizate de sectorul privat și pe baza unei cerințe de rentabilitate.

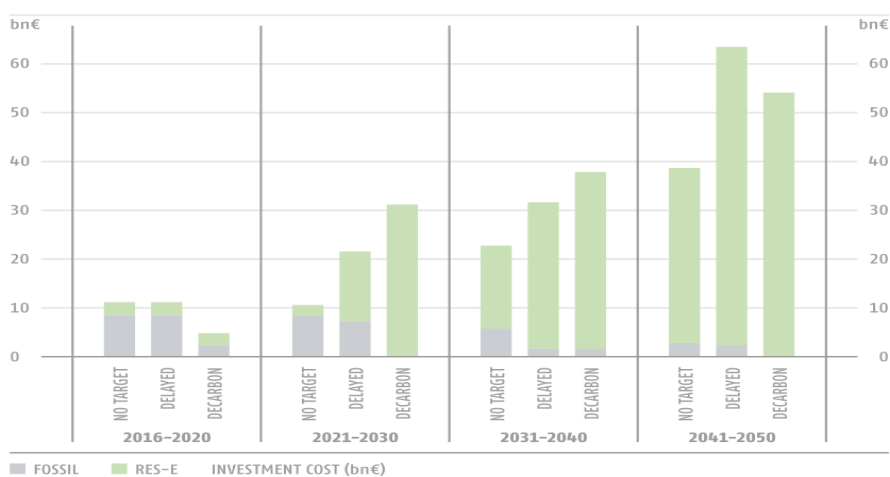
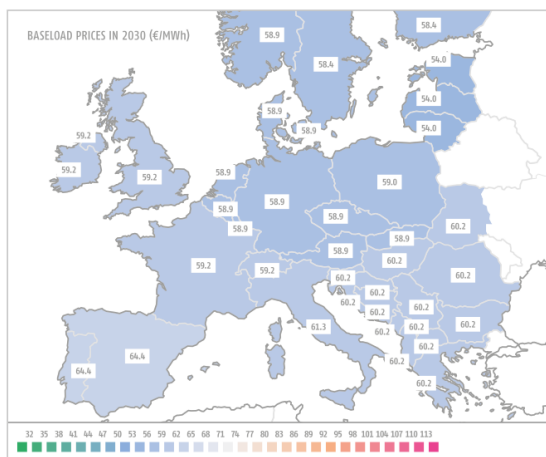


Figura 10-9 – Costul investițional cumulat pentru perioade de 4 și 10 ani, 2016-2050

Structura diferită a costurilor surselor regenerabile este importantă pentru decizia finală de investiție, adică cheltuielile de capital mai mari sunt compensate de cheltuieli de operare reduse.

Din punct de vedere al bunăstării sociale, consecințele nivelului investițional total se limitează la impactul asupra PIB și la un mic impact pozitiv asupra ocupării forței de muncă, precum și asupra îmbunătățirii balanței externe. Alegerea tehnologiei afectează importurile de energie electrică și gaze, dacă există o pondere a energiei regenerabile mai mare, acest lucru implică niveluri scăzute ale importului.

Diferențele de preț din țările europene modelate depind de constrângerile capacității de transfer a rețelei transfrontaliere, ceea ce poate împiedica egalizarea prețurilor în toate țările. Valorile capacității de transfer a rețelei au fost luate din sursele ENTSO-E. Aplicând aceste valori pentru capacitatea de transfer a rețelei, profilurile cererii prognozate și valorile modelate ale energiei produse, prețurile angro vor fi ușor mai mari în regiunea SEERMAP decât în alte țări ale UE, atât în 2030 cât și în 2050, în principal ca urmare a prețurilor relativ mai mari la gazele naturale în regiune. Acest lucru se datorează, în parte, interconectării regiunii cu Italia, fapt care determină creșterea prețurilor și constrângerile de capacitate de-a lungul granițelor nordice ale Italiei, Sloveniei și Ungariei.



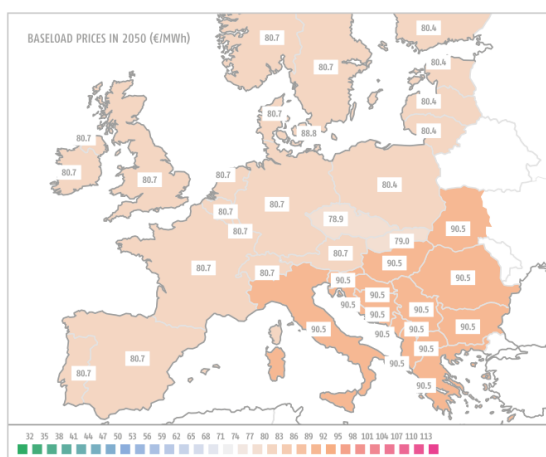


Figura 10-11 – Prețurile medii angro din Europa în 2050 în scenariul "fără nivel-țintă"

În pofida necesităților semnificative de investiții asociate celor două scenarii cu țintă de reducere a emisiilor, sprijinul necesar pentru stimularea investițiilor în surse regenerabile de energie scade în timp, excepție fiind scenariul "întârziat". Sprijinul SRE necesar pentru a realiza o decarbonizare aproape completă în scenariul "decarbonizare" în raport cu prețul angro plus sprijinul pentru SRE este de 10,8% în perioada 2020-2025, dar numai de 2,7% în perioada 2045-2050. Sprijinul SRE se reduce în scenariul "decarbonizare" în pofida creșterii investițiilor în capacități SRE, în special datorită creșterii prețului angro al energiei electrice reducând necesarul pentru sprijin suplimentar. Cu toate că unele tehnologii SRE au atins deja paritatea rețelei, în 2050 va fi nevoie în continuare de sprijin pentru a stimula investițiile noi în fiecare țară în cele două scenarii cu ținte de decarbonizare. Deoarece cele mai bune locații cu cel mai mare potențial sunt folosite primele, acest lucru conduce la creșterea costului ajustat al energiei electrice pentru capacități noi. Pe de altă parte, cunoașterea tehnologiei reduce costul ajustat al energiei electrice, astfel încât impactul net este rezultatul acestor două efecte opuse. Relația dintre costul tehnologiilor SRE și capacitatea instalată este prezentată în Figura 10-12, dar nu ia în considerare ajustarea curbei de cunoaștere care au fost încorporate în modelul Green-X.

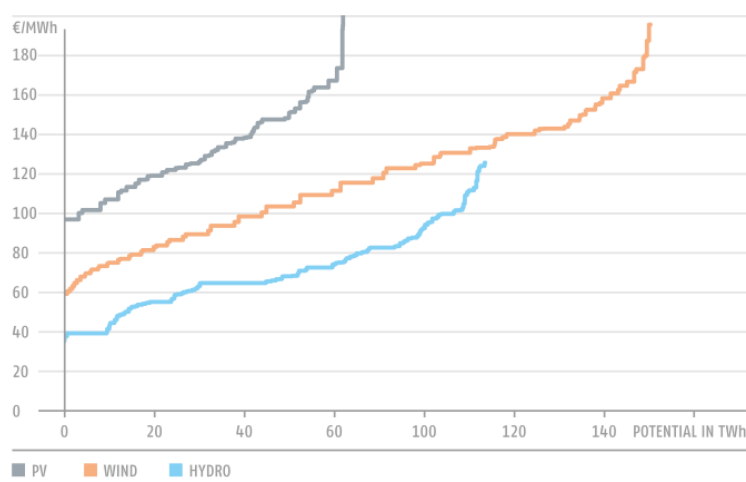


Figura 10-12 Costul pe termen lung al tehnologiilor regenerabile (EUR/MWh)

Sprijinul SRE necesar pe perioada de 5 ani dintre 2045-2050 în scenariul "întârziat" este de 24,3 EUR/MWh în comparație cu 2 EUR/MWh în scenariul cu decarbonizare, indicând costul ridicat al amânării acțiunilor în ceea ce privește energia din surse regenerabile.

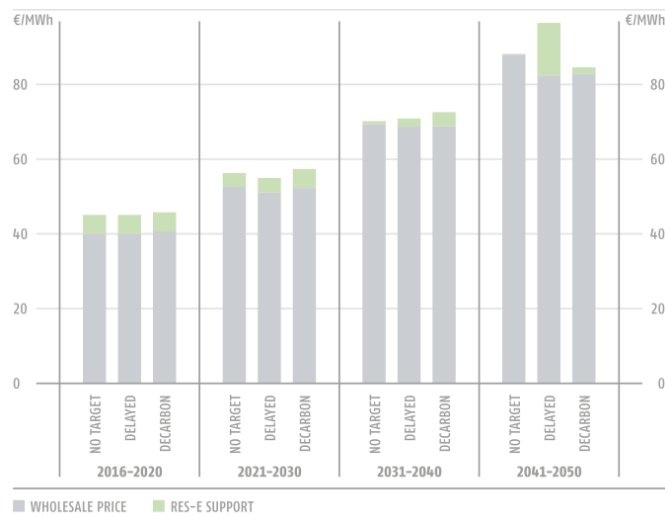


Figura 10-13 – Sprijinul mediu ponderat pentru SRE per MWh din totalul consumului de energie electrică și prețul mediu ponderat angro, 2016-2050 (EUR/MWh)

Investițiile în surse regenerabile de energie pot fi stimulate printr-o varietate de scheme de sprijin care asigură finanțarea din diferite surse, iar în modelul "ajustabil" sunt calculate valori echivalente feed-in. Veniturile provenite din licitațiile de cote de carbon în cadrul EU-ETS reprezintă o sursă potențială de finanțare a investițiilor în surse regenerabile de energie. Figura 10-14 compară nevoile cumulate de sprijin a SRE cu veniturile din licitațiile ETS, cu o ipoteză de 100% licitații și cu luarea în considerare a cotelor folosite în sectorul energiei electrice. Rezultatele modelării arată faptul că în regiune, veniturile obținute din licitarea ETS sunt mai mult decât suficiente pentru a acoperi sprijinul necesar SRE, cu excepția ultimei decade a perioadei modelate în scenariul "întârziat" și în ultimii cinci ani în scenariul "decarbonizare". Cu toate acestea, rezultatele la nivel de țară pot diferi semnificativ, veniturile din licitații fiind mai mici decât nevoile de sprijin pentru SRE în unele țări pentru câțiva ani și scenarii.

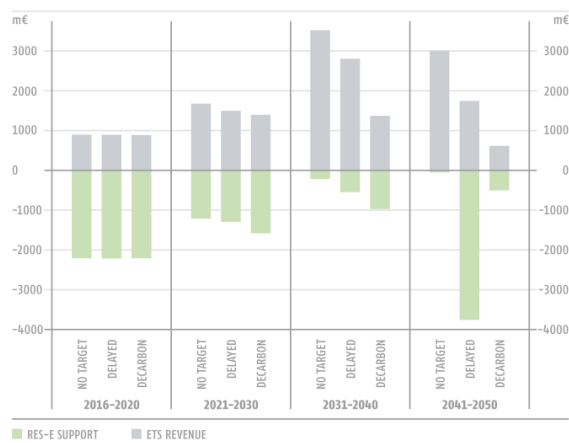


Figura 10-14 – Sprijinul mediu anual pentru SRE și veniturile din licitații pe perioade de 4 și 10 ani, 2016-2050 (mil.EUR)

A fost efectuat un calcul financiar pentru a determina costurile în cazul producerii energiei electrice din combustibili fosili pentru centrale construite în perioada 2017-2050. Noile capacități de producere pe bază de combustibili fosili incluse în scenarii sunt definite fie exogen prin documente naționale de strategie energetică sau sunt construite endogen de către algoritmul de investiții al EEMM. Modulul de investiții prezintă o proiecție pe 10 ani, ceea ce înseamnă că investitorii au cunoștințe limitate privind politicile aplicate în viitorul îndepărtat. Până în 2050, rata de utilizare a capacităților de producere a cărbunelui scade sub 15%, iar producția de gaze sub 25% în majoritatea țărilor SEERMAP în scenariile "întârziat" și "decarbonizare". Rezultă că acele capacități cu o durată de viață de 30-55 ani (30 pentru CCTAG, 40 pentru OCTG și 55 pentru centrale pe cărbune și lignit) necesită operarea cu o rată de utilizare destul de ridicată, pentru a asigura o rentabilitate pozitivă a investițiilor.

Punerea în funcțiune a capacităților mari va necesita intervenție publică, costurile fiind în ultimă instanță suportate de societate/consumatorii de energie electrică. Prin urmare, calculul are drept ipoteză colectarea costului irecuperabil ca o suprataxă pentru energia consumată pe o perioadă de 10 ani după ce aceste capacități pe gaz și cărbune își încheie activitatea. Pe baza acestor calcule, centralele care utilizează combustibili fosili și sunt scoase anticipat din funcțiune ar trebui să primească o suprataxă de 2,6 EUR/MWh, 2,5 EUR/MWh și respectiv 0,6 EUR/MWh pe o perioadă de 10 ani pentru acoperirea pierderilor economice în scenariile "fără țintă", "întârziat" și respectiv "decarbonizare". Aceste costuri nu sunt incluse în valorile prețurilor angro prezentate. Costurile ce trebuie recuperate sunt deosebit de ridicate în Bosnia și Herțegovina, Grecia și Kosovo, atât în scenariul "fără nivel-țintă", cât și în cel "întârziat".

10.3. Impactul unificării piețelor de energie

10.3.1. Tendințe la nivel european

Parlamentul European (PE), prin divizia sa de cercetare (EPRS – European Parliament Research Service) a identificat⁶ trendurile de evoluție ale sectorului energetic european:

- Electrificarea continuă a economiei conduce la creșterea cererii de consum de energie ;
- Ponderea surselor distribuite de energie regenerabilă este în creștere; în consecință, crește necesarul de capacitate de transport între punctele de producere și consum ;
- Companiile de servicii energetice și agregatorii (cei care reunesc în același portofoliu producția mai multor surse de energie) pot aduce modele inovatoare de business pe piețele de energie ;
- Aplicarea schemelor de sprijin pentru RES a contribuit la creșterea prețurilor energiei electrice pentru gospodării, dar în același timp, producerea energiei din surse multiple poate conduce la prețuri foarte scăzute (și chiar negative) în piețele angro ;
- Numărul "prosumerilor" (entități care produc și consumă electricitate) este în creștere. Creșterea consumului din producție proprie înseamnă de asemenea reducerea consumului din rețea, cu rezultatul unui venit mai scăzut al operatorului de rețea, ceea ce face dificilă finanțarea investițiilor. Un efect secundar ar putea fi astfel creșterea tarifelor de rețea, care vor trebui să fie suportate de un număr mai redus de clienți, și anume aceia care nu-și acoperă o parte sau întregul consum din producția proprie (non-prosumeri) ;
- Din motivul ineficienței majorității investițiilor în capacități noi, multe State Membre au introdus ca și contramăsură mecanisme de remunerare a capacității ;
- Dezvoltările tehnologice, cum ar fi smart-meter-urile (care permit tarifarea pe zone orare), utilitățile și dispozitivele casnice inteligente, rețelele inteligente, stocarea energiei, vehiculele electrice și digitalizarea sunt factorii-cheie care conduc procesele de inovare în piețele de electricitate ;
- Tarifarea pe zone orare poate stimula consumatorii să utilizeze mai puțină energie electrică și chiar să descarce electricitate din baterii la vârfurile de sarcină, respectiv să consume/să încarce energie electrică în baterii atunci când energia produsă din surse multiple este disponibilă din abundență ;
- Există o necesitate stringentă pentru construcția de infrastructură pentru îmbunătățirea transportului energiei electrice în cadrul și între Statele Membre, dar procesele de finanțare și autorizare ale acestei infrastructuri pot întâmpina diferite bariere.

Toate aceste tendințe au fost adresate de PE în 2016 prin Rezoluția "Towards a New Market Design"⁷, prin care se certifică alinierea prin legislație europeană la trendurile de evoluție identificate. Rezoluția se adresează în primul rând parlamentelor și autorităților de reglementare din Statele Membre pentru dezvoltarea de legislație primară și secundară pe următoarele puncte de interes :

⁶ EPRS Briefing - Understanding electricity markets in the EU, 2016

⁷ European Parliament - Towards a New Energy Market Design, 13 September 2016, Strasbourg Final Edition

- Integrarea în piețele de energie electrică a unei ponderi tot mai mari de energie produsă din RES ;
- Îmbunătățirea mobilizării consumului dispecerizabil și a stocării energiei prin asigurarea unei combinații de piețe la termen scurt cu piețe de contracte pe termen lung ;
- Stabilirea de prețuri variabile pentru energie care să reflecte deficitul sau excedentul de energie la anumite intervale orare și care să stimuleze stocarea energiei și dispecerizarea consumului, însoțite de instrumente complementare, menite să reducă riscul financiar pe durate de 20-30 de ani.
- Aceste instrumente pot consta în organizarea unei piețe de contracte pe termen lung și emiterea de legislație pentru pro-sumeri (cu producție proprie și capacități de stocare a energiei) ;
- Creșterea importanței operatorilor rețelelor de distribuție ;
- Necesitatea ca noul design al piețelor de energie să asigure condițiile tehnice și de piață pentru stocarea energiei, introducerea rețelelor inteligente, a smart-meter-urilor și tehnologiei digitale;
- Asigurarea posibilității ca sursele de producere a energiei din RES să participe la piețele de echilibrare și să furnizeze servicii de sistem.

Rezoluția subliniază importanța cooperării la nivel regional și solicită acordarea de competențe suplimentare pentru asociația reglementatorilor europeni în domeniul energiei (ACER).

La nivelul legislației europene secundare, piața internă europeană de energie electrică este în prezent guvernată în conformitate cu Regulamentul European nr.714/2009 emis de Parlamentul și de Consiliul European la data de 13 iulie 2009, cu privire la condițiile de acces la rețea a schimburile transfrontaliere de energie electrică, precum și de Regulamentul derivat din 24 iulie 2015 care stabilește liniile directe pentru alocarea capacităților și managementul congestiilor (CACM guideline).

O evoluție majoră stipulată în regulamentul CACM este utilizarea fluxurilor de energie ca o primă abordare în calculul capacităților alocate pe piețele spot și intra-day, cu considerarea interdependenței majore care există între zonele de tranzacționare. România face parte din două regiuni de calcul al capacităților (Capacity Calculation Regions - CCRs): Core CCR pentru granița cu Ungaria, respectiv South East Europe (SEE) CCR, pentru granița cu Bulgaria. Mai există și interconexiune pe granița cu Serbia, care este parte contractantă a Comunității Energetice Sud-est Europene (SEE Energy Community Contracting Party), dar a cărei piață spot nu este încă cuplată cu PZU.

Potrivit ghidului CACM, calculul capacității alocate pe piața dintre România și Ungaria va trece de la abordarea curentă bazată pe capacitatea netă de interconexiune (NTC) la o abordare bazată pe fluxuri de energie, în primul semestru din 2020 pentru cuplarea piețelor spot, respectiv în primul semestru din 2021 pentru cuplarea piețelor intra-day. Atâta timp cât părțile contractante ale Comunității Energetice Sud-est Europene nu participă la cuplarea piețelor spot, ele vor păstra abordarea bazată pe NTC. Totuși, atunci când vor decide participarea, aceste state vor trebui și ele să treacă la abordarea calcului alocării capacităților pentru piețele spot și intra-day bazată pe fluxurile de energie.

Un număr în creștere de State Membre a implementat mecanisme de remunerare a capacității, cu scopul creării de rezerve de putere disponibile pentru OTS-uri și al creșterii stabilității sistemelor electroenergetice la vârfurile de sarcină. În funcție de modul de organizare al pieței de energie electrică, aceste plăți pentru capacitate contribuie la fezabilitatea economică a furnizării de rezerve de capacitate. Există încă dezbateri asupra oportunității piețelor de rezerve de capacitate, în opoziție cu situația clasică a piețelor exclusive de energie, din punctul de vedere al oferirii de stimulente pentru investiția în capacitate.

Un alt aspect legat de oportunitatea piețelor de capacitate este amplasarea lor geografică. Cooperarea între Statele Membre poate conduce la creșterea eficienței schimburilor de energie și la reducerea necesarului de rezerve de putere. Un mecanism de acest tip implementat la nivel european nu va fi viabil în lipsa creșterii capacității de interconexiune la granițe.

Este de remarcat procesul aflat în desfășurare la nivel european, de includere a regulamentului 714/2009 într-un nou regulament emis de Parlamentul și Consiliul European, privitor la piața internă de electricitate.

10.3.2. Estimarea impactului asupra adecvanței SEN

Dezvoltarea rapidă și bine planificată a unei noi infrastructuri de rețea este esențială pentru atingerea pieței interne europene a energiei, precum și pentru integrarea unei cantități tot mai mari de energie regenerabilă și pentru a face față creșterii dispersiei surselor de energie care trebuie conectate la marile centre de consum.

Faptul că unele interconexiuni sunt utilizate doar la 25% din capacitățile lor, adesea cauzate de limitările naționale necoordonate și faptului că statele membre nu au reușit să convină asupra zonelor de preț corespunzătoare, demonstrează că este necesară o mai bună coordonare între operatorii de sisteme de transport și autoritățile de reglementare. Exemplele reușite de cooperare între OST, autorități de reglementare și guverne au arătat că cooperarea regională poate îmbunătăți funcționarea pieței și poate reduce semnificativ costurile.

Pentru a face posibilă dezvoltarea unei rețele de tip "super-grid" integrată, fiabilă, durabilă și profitabilă, la nivel european s-au stabilit obiective ambițioase în ceea ce privește gradul de interconectare a piețelor europene de energie electrică asociat etapei 2050.

În același timp, pentru a se putea evalua/valida nivelul securității în alimentarea cu energie electrică și robustețea sistemelor electroenergetice care fac obiectul procesului de interconectare a piețelor europene de energie electrică, în mod uzual, la nivel european, sunt elaborate analize detaliate privind identificarea unor indicatori specifici asociați securității în alimentarea cu energie electrică, unitari pentru toate statele membre ale unei piețe regionale de electricitate.

În cele ce urmează, sunt prezentate sintetic acest tip de rezultate conform analizelor detaliate incluse în "*South East Europe Electricity Roadmap – South East Europe Regional report 2017, REKK, TU Wien, OG Research, EKC*".

Conform referinței citate anterior, pentru toate țările membre în South East Europe Regional Electricity Market, trei indicatori specifici asociați securității în alimentarea cu energie electrică au fost calculați:

- Rezerva de adecvanță a generării (% sarcină sistem);
- Rezerva de adecvanță sistem (% sarcină sistem);
- Costul asociat creșterii rezervei de adecvanță a generării (mil €/an).

Rezerva de adecvanță a generării este definită ca diferența dintre capacitatea disponibilă și sarcina orară din sistem, procentual, raportat la sarcina orară din sistem. Astfel în cazul în care valoarea rezultată este negativă, sarcina din sistem nu va putea fi acoperită utilizând sursele de generare din interiorul sistemului electroenergetic analizat pentru intervalul orar în cauză, fiind necesare importuri de energie electrică. În mod similar este evaluată și adecvanța sistemului caz în care sunt considerate și valorile NTC disponibile la import de putere suplimentar față de capacitatea disponibilă în surse de generare interne sistemului analizat. Acest tip de calcul se realizează în mod uzual pentru un set de ore reprezentative (90 în cazul de față), valoarea cea mai mică rezultată fiind utilizată ca și indicator. Pentru efectuarea analizelor detaliate disponibilitatea surselor de generare a fost considerată diferit în funcție de tipul tehnologiei utilizate, după cum urmează 95% disponibilitate pentru centrale pe combustibil fosil, 100% disponibilitate pentru surse hidroenergetice de acumulare prin pompaj, respectiv conform datelor istorice pentru sursele regenerabile de generare.

Rezultatele de calcul obținute sunt evidențiate în Figura 10-15.

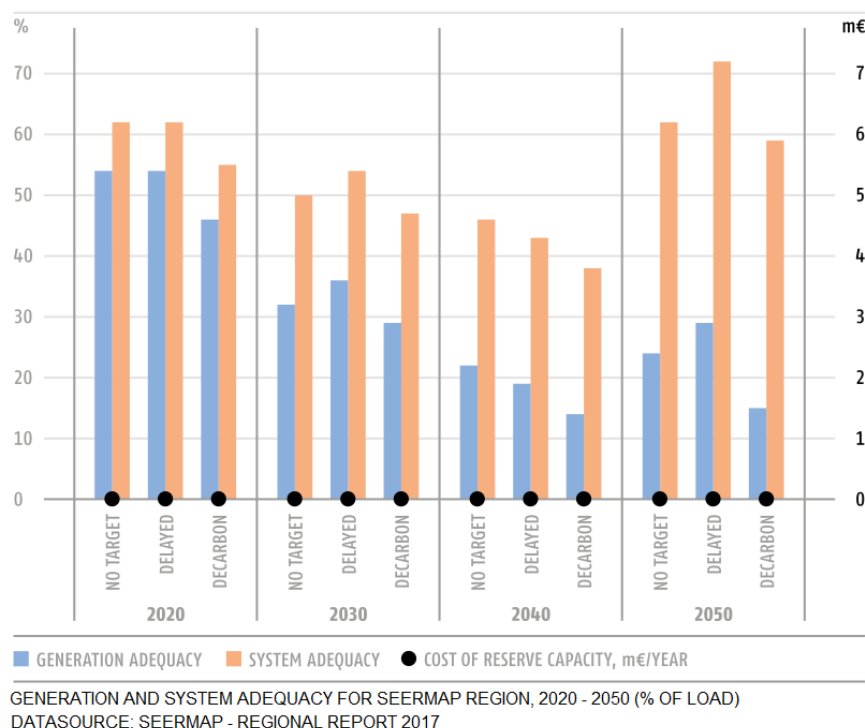
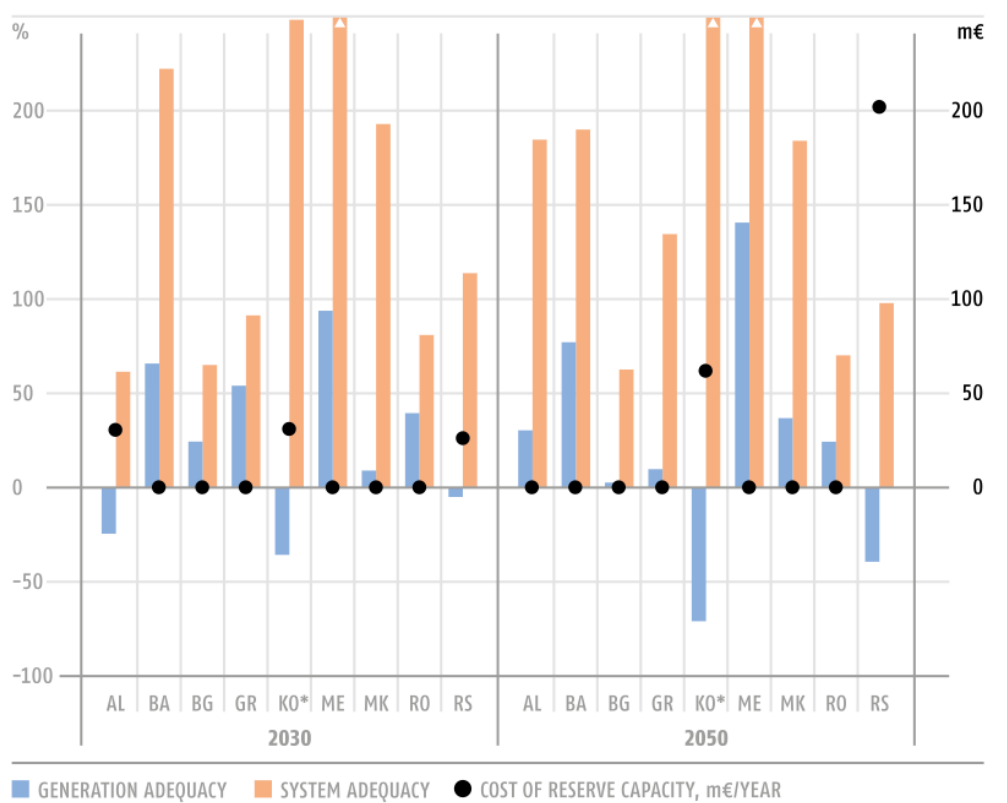


Figura 10-15 – Adecvanța generării/sistemului la nivel regional – Zona de Sud Est a Europei

Analizele efectuate au confirmat, pentru zona analizată în ansamblu, existența unor rezerve de adecvanță pozitive pentru întreaga perioadă de analiză, ceea ce înseamnă că sursele de generare disponibile la nivel regional sunt suficiente pentru satisfacerea nevoilor de consum la nivel regional în toate orele anilor de referință analizați. Cu toate acestea analiza detaliată la nivelul fiecărei țări considerate în cadrul analizei a evidențiat și existența unor rezerve de adecvanță

cu valoare negativă pentru anumite țări, în anumite scenarii de analiză conform rezultatelor de calcul la nivel național prezentate în Figura 10-16. Deși pot fi identificate variații foarte mari de la o țară la alta, rezerva de adecvanță a fiecărui sistem electroenergetic în parte este pozitivă pentru toate țările, fiind posibilă acoperirea vârfurilor de consum la nivel național dacă sunt considerate și importurile de energie electrică suplimentar față de capacitatea de generare internă.

Pentru situațiile cu indicatori de adecvanță negativi costul asociat creșterii rezervei de adecvanță a generării până la zero a fost estimat prin calcul. Acest cost a fost definit ca fiind costul fix anual asociat unei surse de generare utilizând o turbină pe gaze dimensionată astfel încât să acopere necesarul de capacitate suplimentară.



GENERATION AND SYSTEM ADEQUACY MARGIN (% OF LOAD) AND COST OF RESERVE CAPACITY (m€/year)
DATASOURCE: SEERMAP - REGIONAL REPORT 2017

Figura 10-16 – Adecvanța generării/sistemului la nivel național – Zona de Sud Est a Europei

Conform analizelor prezentate se poate constata că la nivelul regiunii de Sud-Est a rețelei interconectate ENTSO-E deși indicatorii de adecvanță regionali sunt pozitivi la nivel național costurile globale asociate surselor de generare suplimentare impuse de eliminarea indicatorilor de adecvanță negativi sunt estimate la aproximativ 345 mil €. Astfel dezvoltarea piețelor regionale de energie electrică și interconectarea acestora va avea ca și impact regional evitarea unor investiții semnificative în surse de generare suplimentare.

Pe de altă parte la nivelul sistemelor electroenergetice naționale, poziționate în piața de electricitate regională preponderent în calitate de exportator (cum este și cazul SEN), creșterea gradului de cuplare a piețelor de electricitate este de natură să conducă la reducerea rezervei de adecvanță a generării la nivel național.

Unul dintre scopurile majore ale abordării calcului capacităților de interconexiune bazat pe metoda fluxurilor de energie recomandat de Regulamentul 714/2009 este de a furniza, în medie, mai multă capacitate de interconexiune pe piață, prin reducerea necesității formulării unor ipoteze conservatoare. În consecință, implementarea acestei abordări la granița României cu Ungaria și apoi la celelalte frontiere naționale, ar putea să crească capacitatea de import/export a României. În general, abordarea bazată pe fluxurile de energie va conduce la **îmbunătățirea indicatorilor de adecvanță** ai SEN, prin disponibilitatea crescută a energiei de import de acoperi deficitul producție - consum.

11. ANALIZA PIEȚEI SERVICIILOR DE SISTEM

Prezentul capitol sintetizează analizele incluse în cadrul studiului din perspectiva prezentării stadiului de dezvoltare a pieței serviciilor de sistem și a tendințelor de evoluție a acestora atât la nivel regional (în zona limitrofă SEN) cât și la nivel pan-european. În acest sens pentru a putea estima impactul asupra rezervelor de putere la nivel național generat de evoluția pieței serviciilor de sistem în corelație cu dezvoltarea capacităților de interconexiune au fost analizate următoarele referințe bibliografice:

- *Regulamentul (UE) 2017/2195 al Comisiei din 23 noiembrie 2017 de stabilire a unei linii directoare privind echilibrarea sistemului de energie electrică;*
- *Regulamentul (UE) 2016/1719 AL Comisiei din 26 septembrie 2016 de stabilire a unei orientări privind alocarea capacităților pe piața pe termen lung;*
- *Regulamentul (UE) 2015/1222 al Comisiei din 24 iulie 2015 de stabilire a unor linii directoare privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor;*
- *Survey on ancillary services procurement, Balancing Market Design 2016 – ENTSOe WGAS, March 2017;*
- *ENTSOe Regional Investment Plan 2017 – Regional Group Continental South East;*
- *A journey towards Pan-European ancillary services – Symposium on European Grid Service Markets, Dr. Bastian Schwark, Lucerne, 6th of July 2017.*

11.1. Reglementări europene referitoare la piețele serviciilor de sistem

11.1.1. Definirea Serviciilor de Sistem

La nivel european, serviciile de sistem pentru controlul frecvenței sunt reglementate de Regulamentul European 2017/1485 din 2 August 2017, stabilind liniile directoare pentru operarea sistemelor de transport. Sunt definite trei mari categorii de rezerve pentru controlul frecvenței:

- *Frequency Containment Reserve (FCR) – Reglaj Primar;*
- *Frequency Restoration Reserve (FRR) – Reglaj Secundar și Reglaj Terțiar Rapid;*
- *Replacement Reserve (RR) - Reglaj Terțiar Lent*

Reglajul Primar (FCR) este definit ca "rezervele de putere activă disponibile pentru păstrarea frecvenței după producerea unui dezechilibru".

Reglajul Secundar/Terțiar Rapid (FRR) este definit ca "rezervele de putere activă disponibile pentru restabilirea frecvenței și, pentru o arie sincronă compusă din mai mult de o zonă de control frecvență-putere (care este cazul Europei Continentale), pentru restabilirea balanței de putere pentru fiecare zonă de control frecvență-putere". FRR este divizată în *Automatic FRR* (Reglaj Secundar) și *Manual FRR* (Reglaj Terțiar Rapid).

Reglajul Terțiar Lent (*RR*) este definit ca "rezervele de putere activă disponibile pentru restabilirea și susținerea nivelului cerut de reglaj secundar și reglaj terțiar rapid, în vederea compensării unor dezechilibre ulterioare ale balanței de putere".

Trebuie observat că dacă *FCR* și *FRR* sunt în mod explicit indicate ca fiind necesare în fiecare zonă de control frecvență-putere (sunt obligatorii), nu acesta este și cazul pentru *RR* (Reglajul Terțiar Lent). De exemplu, Belgia nu definește un necesar de rezervă de reglaj terțiar lent.

11.1.2. Echilibrarea sistemelor electroenergetice europene

Creșterea cu o pondere semnificativă a producției de energie regenerabilă, cum ar fi energia eoliană și solară, influențează nevoia de dezvoltare pentru servicii de sistem auxiliare care susțin frecvența rețelei, tensiunea, etc. în SE. În sistemul electroenergetic european trebuie să existe mecanisme adecvate de piață dezvoltate pentru a se asigura o tranzacționare eficientă a acestor servicii. Aceasta se referă atât la capacitățile tehnice ale instalațiilor pentru furnizarea de informații specifice servicii și la cuantificarea necesităților.

Liniile directoare legate de echilibrarea sistemului european de energie electrică sunt reglementate în Regulamentul (UE) 2017/2195 al Comisiei.

11.1.2.1. ROLUL FURNIZORILOR DE SERVICII DE ECHILIBRARE

Prima condiție pentru un furnizor de servicii de echilibrare (FSE) este calificarea prealabilă, asigurată de OTS conector (OTS-ul în a cărui rețea se va conecta furnizorul respectiv). Un furnizor de servicii de echilibrare calificat poate transmite oferte de energie de echilibrare sau de capacitate pentru echilibrare, care sunt activate sau achiziționate de către OTS conector, sau în cadrul unui model OTS-FSE, de către OTS contractant (OTS-ul beneficiar al serviciului de echilibrare).

Fiecare furnizor de servicii de echilibrare care participă la procesul de achiziție a capacității pentru echilibrare își transmite și are dreptul de a-și actualiza și transmite OTS-ului său conector:

- ofertele de capacitate pentru echilibrare înainte de ora de închidere a porții pentru procesul de achiziție;
- ofertele aferente proceselor integrate de planificare corespunzătoare volumului, produselor și altor cerințe prevăzute în contractul de furnizare a capacității pentru echilibrare.

Prețul ofertelor de energie de echilibrare sau a ofertelor aferente proceselor integrate de planificare din produse standard și specifice nu este predeterminat într-un contract de furnizare a capacității pentru echilibrare, OTS-ul poate propune o derogare însoțită de o justificare care să demonstreze un nivel mai ridicat de eficiență economică.

Nu trebuie să existe nicio discriminare între ofertele de energie de echilibrare sau ofertele aferente proceselor integrate de planificare transmise și ofertele de energie de echilibrare sau ofertele aferente proceselor integrate de planificare transmise.

În cazul fiecărui produs de energie de echilibrare sau de capacitate pentru echilibrare, unitatea de furnizare a rezervelor, grupul de furnizare a rezervelor, locul de consum sau terțul și părțile asociate responsabile cu echilibrarea trebuie să aparțină aceleiași zone de programare.

Operatorii de transport și de sistem care aplică un model de dispecerizare centralizată pot stabili condiții și norme specifice pentru modificarea programelor unei părți responsabile cu echilibrarea în cadru reglementat de acest regulament.

La elaborarea propunerilor privind clauzele și condițiile pentru furnizorii de servicii de echilibrare și pentru părțile responsabile cu echilibrarea, fiecare OTS în coordonare cu alți OTS și OD implicate vor trebui să respecte termenii cadru pentru crearea platformelor europene pentru schimbul de energie de echilibrare și pentru procesul de compensare a dezechilibrelor.

Pentru furnizorii de servicii de echilibrare, sunt prevăzute o serie de clauze și condiții, cu următoarele caracteristici:

- permit agregarea locurilor de consum, a instalațiilor de stocare a energiei și a instalațiilor de producere a energiei electrice dintr-o zonă de programare, pentru a oferi servicii de echilibrare care fac obiectul condițiilor menționate, iar proprietarii instalațiilor pot deveni furnizori de servicii de echilibrare;
- prevăd obligația ca fiecare ofertă de energie de echilibrare transmisă de un furnizor de servicii de echilibrare să fie atribuită uneia sau mai multor părți responsabile cu echilibrarea, pentru a permite calcularea unei ajustări a dezechilibrului.

Principalele clauze și condiții pentru furnizorii de servicii de echilibrare conțin:

- normele, cerințele și calendarele pentru achiziția și transferul de capacitate pentru echilibrare, precum și calificarea ca furnizor de servicii de echilibrare;
- normele și condițiile de atribuire a fiecărei oferte de energie de echilibrare de la un furnizor de servicii de echilibrare către una sau mai multe părți responsabile cu echilibrarea;
- normele privind determinarea volumului de energie de echilibrare care urmează să fie decontat cu furnizorul de servicii de echilibrare;
- consecințele în cazul nerespectării clauzelor și condițiilor aplicabile furnizorilor de servicii de echilibrare.

Regulamentul conține și principalele clauze și condiții pentru părțile responsabile cu echilibrarea, după cum urmează:

- cerințele necesare pentru calificarea ca parte responsabilă cu echilibrarea;
- cerința ca toate părțile responsabile cu echilibrarea să poarte răspunderea financiară
- normele privind obligația părților responsabile cu echilibrarea de a-și modifica programele înainte și după ora de închidere a porții pieței intrazilnice;
- normele privind decontarea părților responsabile cu echilibrarea;
- consecințele în cazul nerespectării clauzelor și condițiilor aplicabile părților responsabile cu echilibrarea;
- obligația părților responsabile cu echilibrarea de a transmite OTS conector orice modificare a poziției;

Fiecare OTS conector poate include următoarele elemente în propunerea de clauze și condiții aplicabile furnizorilor de servicii de echilibrare sau în clauzele și condițiile aplicabile părților responsabile cu echilibrarea:

- cerințe specifice cu privire la poziția părților responsabile cu echilibrarea (PRE) transmisă după încheierea intervalului de timp al pieței pentru ziua următoare, luând în considerare compensarea pierderilor de energie electrică, dacă este cazul;
- o derogare de la cerința de a publica informații cu privire la prețurile oferite în cadrul ofertelor de energie de echilibrare sau al ofertelor de capacitate pentru echilibrare, datorată preocupărilor legate de abuzul de piață;
- o derogare pentru produsele specifice de la predeterminarea prețului în cadrul ofertelor de energie de echilibrare dintr-un contract de furnizare a capacității pentru echilibrare;
- o cerere de utilizare a prețurilor duble pentru toate dezechilibrele, pe baza condițiilor stabilite și a metodologiei pentru aplicarea prețurilor duble.

Operatorii de transport și de sistem care aplică un model de dispecerizare centralizată includ în clauzele și condițiile în materie de echilibrare și următoarele elemente principale:

- ora de închidere a porții pentru procesul integrat de planificare;
- normele privind actualizarea ofertelor aferente proceselor integrate de planificare după ora de închidere a porții pentru fiecare proces integrat de planificare;
- normele privind utilizarea ofertelor aferente proceselor integrate de planificare înainte de ora de închidere a porții pentru energia de echilibrare;
- normele privind convertirea ofertelor aferente proceselor integrate de planificare.

Fiecare OTS monitorizează îndeplinirea de către toate părțile a cerințelor stabilite în clauzele și condițiile în materie de echilibrare, în cadrul zonei sau zonelor sale de programare.

11.1.2.2. PLATFORMELE EUROPENE PENTRU SCHIMBUL DE ENERGIE DE ECHILIBRARE

La nivel paneuropean, sunt propuse a se realiza o serie de platforme de tranzacționare a rezervelor de putere și serviciilor de sistem cu scopul final de unificare / standardizare a unei modalități unice de tranzacționare. Aceste platforme reunesc doi sau mai mulți OTS, în vederea creșterii volumelor tranzacționate și reducerii prețurilor de echilibru pentru un anumit serviciu de sistem. Fiecare platformă se dezvoltă în cadrul unor proiecte/programe sprijinite de ENTSO-E, cu participarea inițială a unor țări inițiatoare, completată ulterior cu aderarea altor țări din spațiul pan-european, care au deținut temporar statutul de observator (vezi cap.10.3.1).

Potrivit prevederilor Regulamentului 2195, aceste platforme vor avea un conținut minimal, în deplină conformitate cu documentele programatice europene, după cum urmează:

- foaia de parcurs și calendarul de punere în aplicare a platformei europene;
- definirea funcțiilor necesare pentru funcționarea platformei europene;
- normele propuse privind guvernanța și funcționarea platformei europene, bazate pe principiul nediscriminării și al asigurării unui tratament echitabil pentru toți OTS membri;

- propunerea de desemnare a entității sau a entităților care vor îndeplini funcțiile definite în propunere;
- cadrul de armonizare a clauzelor și a condițiilor în materie de echilibrare;
- principiile detaliate privind partajarea costurilor comune, inclusiv clasificarea detaliată a costurilor comune;
- ora de închidere a porții pentru energia de echilibrare pentru toate produsele standard de rezerve de înlocuire;
- definirea produselor standard de energie de echilibrare din rezervele de înlocuire;
- ora de închidere a porții pentru transmiterea de oferte de energie de către OTS;
- listele cu ordine de merit comune care urmează a fi organizate de funcția comună de optimizare a activării.

Fiecare platformă va fi utilizată pentru:

- a transmite toate ofertele de energie de echilibrare din toate produsele standard de rezerve;
- a face schimb cu toate ofertele de energie de echilibrare din toate produsele standard de rezerve;
- a încerca să își satisfacă întregul necesar de energie de echilibrare.

11.1.2.2.1. Platforma europeană pentru schimbul de energie de echilibrare din rezervele pentru restabilirea frecvenței cu activare automată (Reglaj Secundar)

Platforma europeană pentru schimbul de energie de echilibrare din rezervele pentru restabilirea frecvenței cu activare automată (**aFRR – Automated Frequency Restoration / Reglaj Secundar - RS**), operată de OTS direct sau indirect, se bazează pe principii de guvernanță și pe procese operaționale comune și este constituită cel puțin din funcția de optimizare a activării și din funcția de decontare OTS-OTS. Această platformă europeană aplică un model OTS-OTS multilateral, cu liste cu ordine de merit comune, pentru a face schimb cu toate ofertele de energie de echilibrare din toate produsele standard de rezerve pentru restabilirea frecvenței cu activare automată.

Propunerea menționată va include și descrierea algoritmului de operare a funcției de optimizare a activității pentru ofertele de energie de echilibrare din toate produsele standard de rezerve pentru restabilirea frecvenței cu activare automată.

În termen de șase luni de la aprobarea propunerii privind cadrul de punere în aplicare a unei platforme europene pentru schimbul de energie de echilibrare din rezervele pentru restabilirea frecvenței cu activare automată, toți OTS desemnează entitatea / entitățile propuse pentru a li se încredința operarea platformei europene.

În termen de optsprezece luni de la aprobarea propunerii privind cadrul de punere în aplicare a unei platforme europene pentru schimbul de energie de echilibrare din rezervele pentru restabilirea frecvenței cu activare automată, toți OTS pot elabora o propunere de modificare a platformei europene pentru schimbul de energie de echilibrare din rezervele pentru restabilirea frecvenței cu activare automată, și a principiilor. Modificările propuse trebuie să fie sprijinite de o analiză cost-beneficiu efectuată de către toți OTS. Propunerea trebuie notificată Comisiei.

În termen de treizeci de luni de la aprobarea propunerii privind cadrul de punere în aplicare a unei platforme europene pentru schimbul de energie de echilibrare din rezervele pentru restabilirea frecvenței cu activare automată sau, în cazul în care toți OTS prezintă o propunere de modificare a platformei europene, în termen de douăsprezece luni de la data aprobării propunerii de modificare a platformei europene, toți OTS care realizează procesul de restabilire automată a frecvenței pun în aplicare și în funcțiune platforma europeană pentru schimbul de energie de echilibrare din rezervele pentru restabilirea frecvenței cu activare automată. Platforma europeană pentru procesul de compensare a dezechilibrelor.

Platforma europeană pentru procesul de compensare a dezechilibrelor, operată de OTS direct sau indirect, se bazează pe principii comune de guvernanta și pe procese operaționale comune și este constituită cel puțin din funcția de proces de compensare a dezechilibrelor și din funcția de decontare OTS-OTS.

Platforma europeană aplică un model OTS-OTS multilateral pentru a efectua procesul de compensare a dezechilibrelor. Propunerea menționată va include și descrierea algoritmului de operare a funcției de proces de compensare a dezechilibrelor.

- În termen de șase luni de la aprobarea propunerii privind cadrul de punere în aplicare a unei platforme europene pentru procesul de compensare a dezechilibrelor, toți OTS desemnează entitatea / entitățile propuse pentru a li se încredința operarea platformei europene.
- În termen de un an de la aprobarea propunerii privind cadrul de punere în aplicare a platformei europene pentru procesul de compensare a dezechilibrelor, toți OTS care efectuează procesul automat de restabilire a frecvenței pun în aplicare și în funcțiune platforma europeană pentru procesul de compensare a dezechilibrelor. Aceștia utilizează platforma europeană pentru a realiza procesul de compensare a dezechilibrelor, cel puțin pentru zona sincronă Europa Continentală.

11.1.2.2.2. Platforma europeană pentru schimbul de energie de echilibrare din rezervele pentru restabilirea frecvenței cu activare manuală (Reglaj Terțiar Rapid)

Platforma europeană pentru schimbul de energie de echilibrare din rezervele pentru restabilirea frecvenței cu activare manuală (**mFRR - Manual Frequency Restoration / Reglaj Terțiar Rapid – RTR**), operată de OTS se bazează pe principii comune de guvernanta și pe procese operaționale comune și este constituită cel puțin din funcția de optimizare a activării și din funcția de decontare OTS-OTS.

Această platformă europeană aplică un model OTS-OTS multilateral, cu liste cu ordine de merit comune, pentru a face schimb cu toate ofertele de energie de echilibrare din toate produsele standard de rezerve pentru restabilirea frecvenței cu activare manuală.

Propunerea menționată va include și descrierea algoritmului de operare a funcției de optimizare a activării pentru ofertele de energie de echilibrare din toate produsele standard de rezerve pentru restabilirea frecvenței cu activare manuală.

În termen de șase luni de la aprobarea propunerii privind cadrul de punere în aplicare a unei platforme europene pentru schimbul de energie de echilibrare din rezervele pentru restabilirea frecvenței cu activare manuală, toți OTS desemnează entitatea / entitățile propuse pentru a li se încredința operarea platformei europene.

În termen de optsprezece luni de la aprobarea propunerii privind cadrul de punere în aplicare a unei platforme europene pentru schimbul de energie de echilibrare din rezerve pentru restabilirea frecvenței cu activare manuală, toți OTS pot elabora o propunere de modificare a platformei europene pentru schimbul de energie de echilibrare din rezerve pentru restabilirea frecvenței cu activare manuală. Modificările propuse trebuie să fie sprijinite de o analiză cost-beneficiu efectuată de către toți OTS. Propunerea trebuie notificată Comisiei.

În termen de treizeci de luni de la aprobarea propunerii privind cadrul de punere în aplicare a unei platforme europene pentru schimbul de energie de echilibrare din rezerve pentru restabilirea frecvenței cu activare manuală sau, în cazul în care toți OTS prezintă o propunere de modificare a platformei europene, în termen de douăsprezece luni de la data aprobării propunerii de modificare a platformei europene, toți OTS pun în aplicare și în funcțiune platforma europeană pentru schimbul de energie de echilibrare din rezerve pentru restabilirea frecvenței cu activare manuală.

11.1.2.2.3. Platforma europeană pentru schimbul de energie de echilibrare din rezervele de înlocuire (Reglaj Terțiar Lent)

Platforma europeană pentru schimbul de energie de echilibrare din rezervele de înlocuire (**RR – Replacement Reserve / Reglaj Terțiar Lent – RTL**), operată de OTS, direct sau indirect, se bazează pe principii de guvernanță și procese operaționale comune. Această platformă europeană aplică un model OTS-OTS multilateral, cu liste cu ordine de merit comune, pentru a face schimb cu toate ofertele de energie de echilibrare din toate produsele standard de rezerve de înlocuire.

Propunerea menționată va include și descrierea algoritmului de operare a funcției de optimizare a activării pentru ofertele de energie de echilibrare din toate produsele standard de rezerve de înlocuire.

În termen de șase luni de la aprobarea propunerii privind cadrul de punere în aplicare a unei platforme europene pentru schimbul de energie de echilibrare din rezervele de înlocuire, toți OTS care realizează procesul de înlocuire a rezervelor desemnează entitatea / entitățile propuse pentru a li se încredința operarea platformei europene.

În termen de un an de la aprobarea propunerii privind cadrul de punere în aplicare a unei platforme europene pentru schimbul de energie de echilibrare din rezervele de înlocuire, toți OTS pun în aplicare și în funcțiune platforma europeană pentru schimbul de energie de echilibrare din rezervele de înlocuire.

11.1.3. Partajarea costurilor între operatorii de transport și de sistem din diferite state membre

Costurile de operare a platformelor de tranzacționare a serviciilor de sistem și a energiei de echilibrare se partajează în temeiul prevederilor specifice ale Directivei CE 72/2009 și a Regulamentului 2179/2017 Art.23. Astfel, toți OTS furnizează autorităților de reglementare competente un raport anual în care costurile de creare, de modificare și de funcționare a platformelor europene, sunt explicate în detaliu.

Într-o primă instanță, costurile menționate se defalcă în:

- **costuri comune** care rezultă din activitățile coordonate ale tuturor OTS care participă la platformele respective;
- **costuri regionale** care rezultă din activitățile mai multor OTS care participă la respectivele platforme, dar nu ale tuturor OTS;
- **costuri naționale** care rezultă din activitățile operatorilor de transport și de sistem din statul membru respectiv care participă la respectivele platforme.

Costurile comune se împart între operatorii de transport și de sistem din statele membre și din țările terțe care participă la platformele europene. Calculul sumei care urmează să fie plătită de operatorii de transport și de sistem din fiecare stat membru și, dacă este cazul, din fiecare țară terță, se efectuează după următorul algoritm:

- o optime (12,5%) din costurile comune se împarte în mod egal între toate statele membre și toate țările terțe;
- cinci optimi (62,5%) se împart între toate statele membre și toate țările terțe în mod proporțional cu consumul fiecăruia;
- două optimi (25%) se împart în mod egal între OTS participanți.

Partea de costuri care îi revine unui stat membru este suportată de operatorul sau operatorii de transport și de sistem care își desfășoară activitatea pe un teritoriu al statului membru respectiv. În cazul în care într-un stat membru își desfășoară activitatea mai mulți OTS, partea de costuri care îi revine statului membru în cauză se distribuie între respectivii OTS în mod proporțional cu consumul din zonele de reglaj ale OTS.

Pentru a se ține seama de modificările care survin în ceea ce privește costurile comune sau OTS participanți, calculul costurilor comune trebuie adaptat în mod periodic.

Operatorii de transport și de sistem care cooperează într-o anumită regiune convin asupra unei propuneri de partajare a **costurilor regionale**. Propunerea se aprobă ulterior, în mod individual, de către autoritățile de reglementare competente din fiecare stat membru și, dacă este cazul, din fiecare țară terță din regiune. Operatorii de transport și de sistem care cooperează într-o anumită regiune pot utiliza, în mod alternativ, acordurile privind partajarea costurilor.

Principiile privind partajarea costurilor se aplică costurilor care contribuie la crearea, modificarea și funcționarea platformelor europene începând de la aprobarea propunerii privind termenii cadru de punere în aplicare. În cazul în care termenii cadru de punere în aplicare propun ca proiectele existente să se transforme într-o platformă europeană, toți OTS care participă la proiectele existente pot propune ca o parte a costurilor suportate înainte de aprobarea propunerii privind termenii cadru de punere în aplicare, care sunt legate direct de dezvoltarea și de punerea în aplicare a acestor proiecte și evaluate ca fiind rezonabile, eficiente și proporționale, să fie considerată ca parte a costurilor comune.

11.2. Stadiul actual al piețelor de servicii de sistem la nivel paneuropean

La momentul actual, piețele de servicii de sistem europene se află în diverse stadii de dezvoltare, prezentând de la țară la țară grade foarte diferite de complexitate:

- piețe de energie de echilibrare și piețe de rezerve de capacitate;
- piețe diferențiate pe tipuri de servicii de sistem;
- gamă variată de produse tranzacționate

În anul 2017, ENTSO-E a realizat un sondaj la nivelul OTS europeni cu privire la modul de rezervare, mobilizare, tranzacționare și decontare a serviciilor de sistem. La sondaj au răspuns un număr de 28 de OTS europeni, printre care și CNTEE Transelectrica.

Sondajul a constatat în 15 grupe de întrebări care adresează rezervele de putere și serviciile de sistem. Din punctul de vedere al modului de realizare a echilibrării, la nivel european predomină autodispecerizarea bazată pe portofoliu (vezi figura următoare), unde echilibrarea se realizează prin creșterea/descrășterea puterii produse de o serie de grupuri de unități generatoare și consumatori dispecerizabili care pun în comun rezervele disponibile de creștere/descrășterea a puterii (portofoliu de echilibrare).

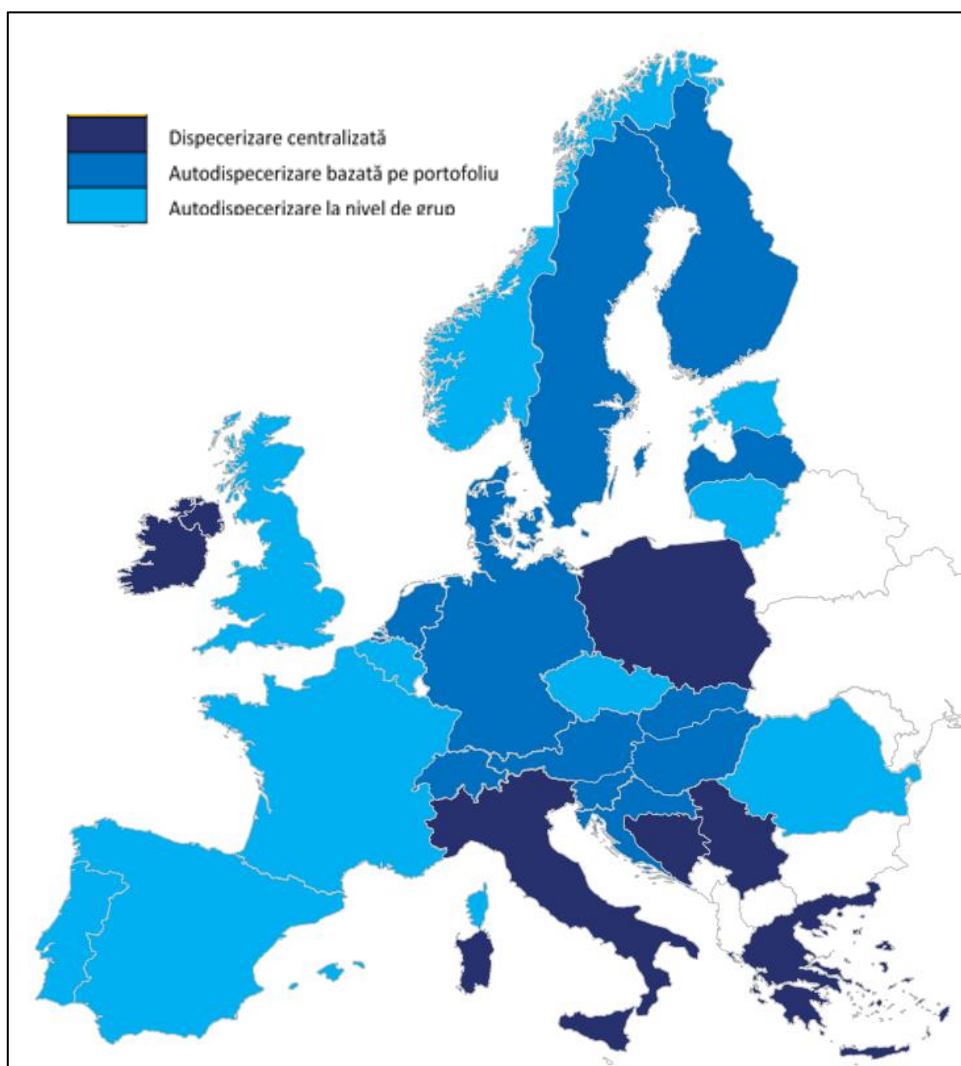


Figura 11-1 – Moduri de realizare a echilibrării la nivel european

11.2.1. Rezerva de Reglaj Primar (Frequency Containment Reserve - FCR)

Legend:

- N/A
- Achiziție pe piață
- Asigurare obligatorie
- Schemă hibridă

Figura 11-2 – Asigurarea capacității pentru reglajul primar (FCR) la nivel european

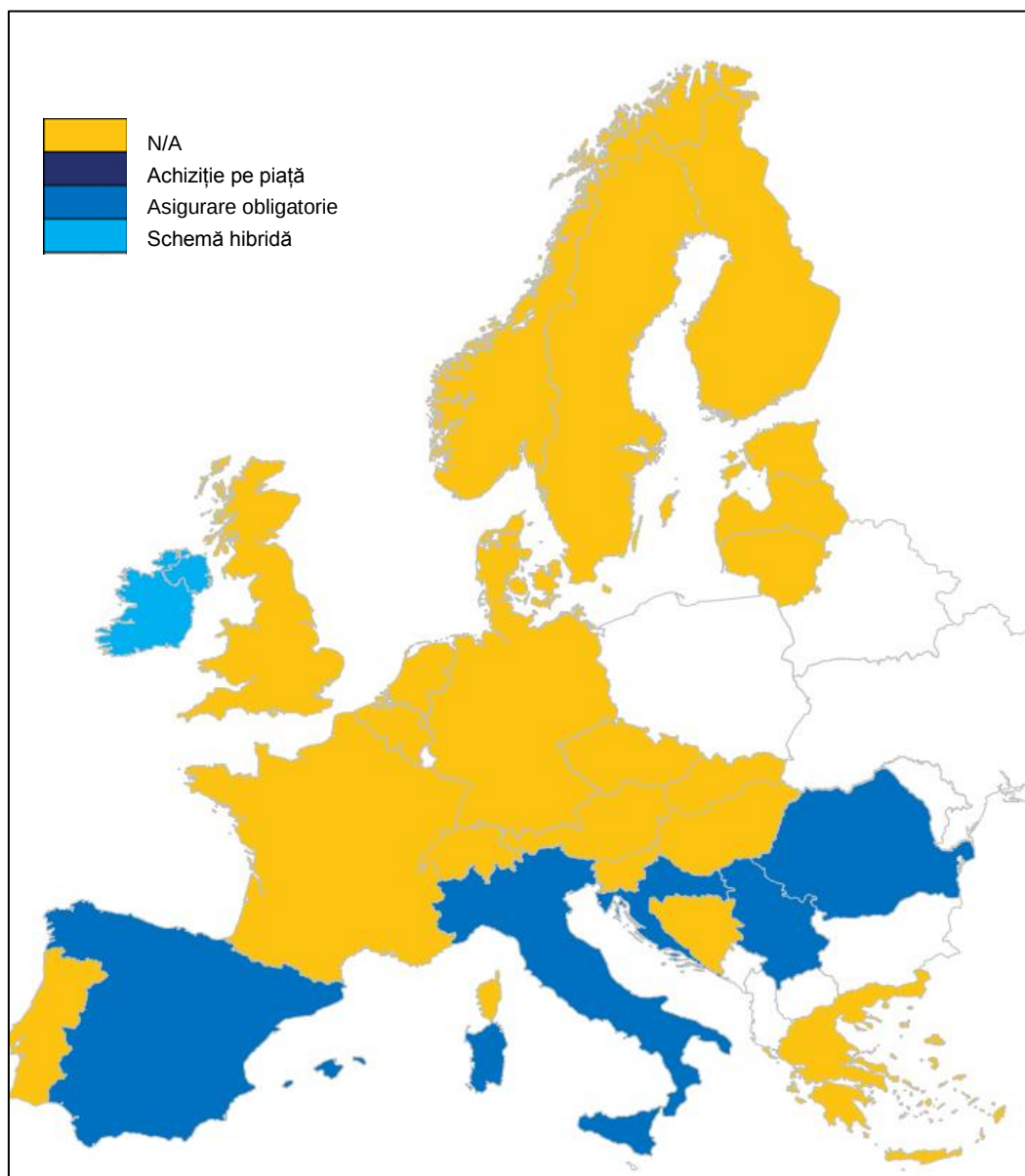


Figura 11-3 – Asigurarea energiei pentru reglajul primar (FCR) la nivel european

Din studiul comparativ al figurilor se observă că la nivel european predomină achiziția pe piață a capacității pentru reglaj primar (în 11 state central și nord-europene). În România, precum și în alte 8 state europene (Spania, Portugalia, Italia, Slovenia, Croația, Bosnia-Herțegovina, Serbia și Ungaria), capacitatea pentru reglaj primar se asigură în mod obligatoriu, fără rezervare în prealabil; toate grupurile energetice dispecerizabile trebuind să îndeplinească condițiile de calificare.

Referitor la piețele de energie asociate reglajului primar, acestea prezintă o acoperire mai redusă la nivel continental (6 state, printre care și România). Din punctul de vedere al schemelor de achiziție, predomină asigurarea obligatorie a energiei pentru reglajul primar, cu excepția Irlandei unde este aplicată o schemă hibridă.

11.2.2. Rezerva de Reglaj Secundar (Automatic Frequency Restoration Reserve - aFRR)

Din cei 28 de operatori de transport și sistem analizați, cu excepția Marii Britanii, Irlandei și Țărilor Baltice (Letonia, Estonia, Lituania), reglajul secundar frecvență – putere este asigurat și utilizat în toate sistemele electroenergetice europene. Similar cu situația întâlnită în cazul reglajului primar, există diferențieri din punctul de vedere al obiectului rezervării – rezerva de capacitate și/sau de energie, delimitând astfel două tipuri de piețe de reglaj secundar (vezi figurile următoare).

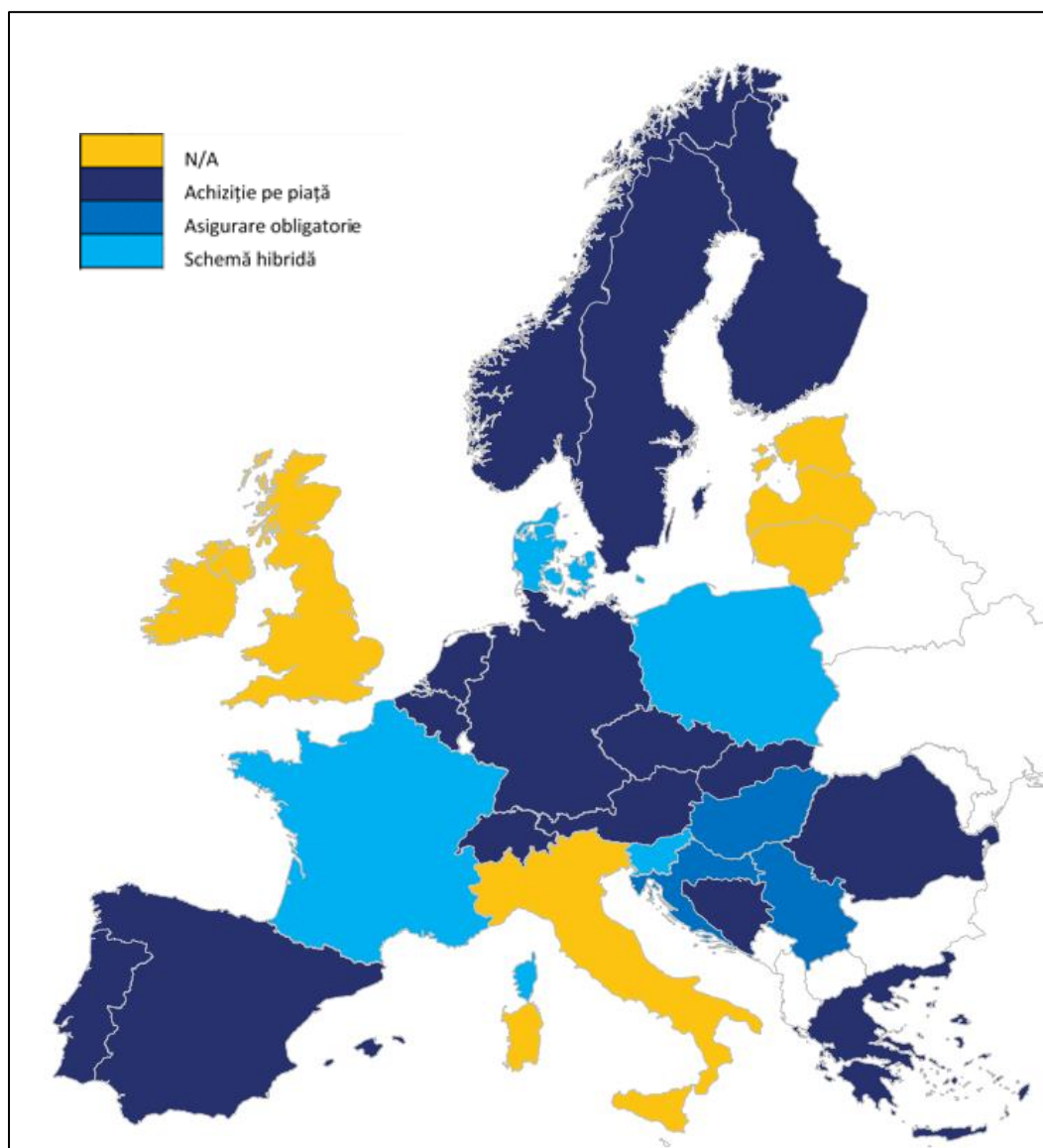


Figura 11-4 – Asigurarea capacității pentru reglajul secundar (aFRR) la nivel european

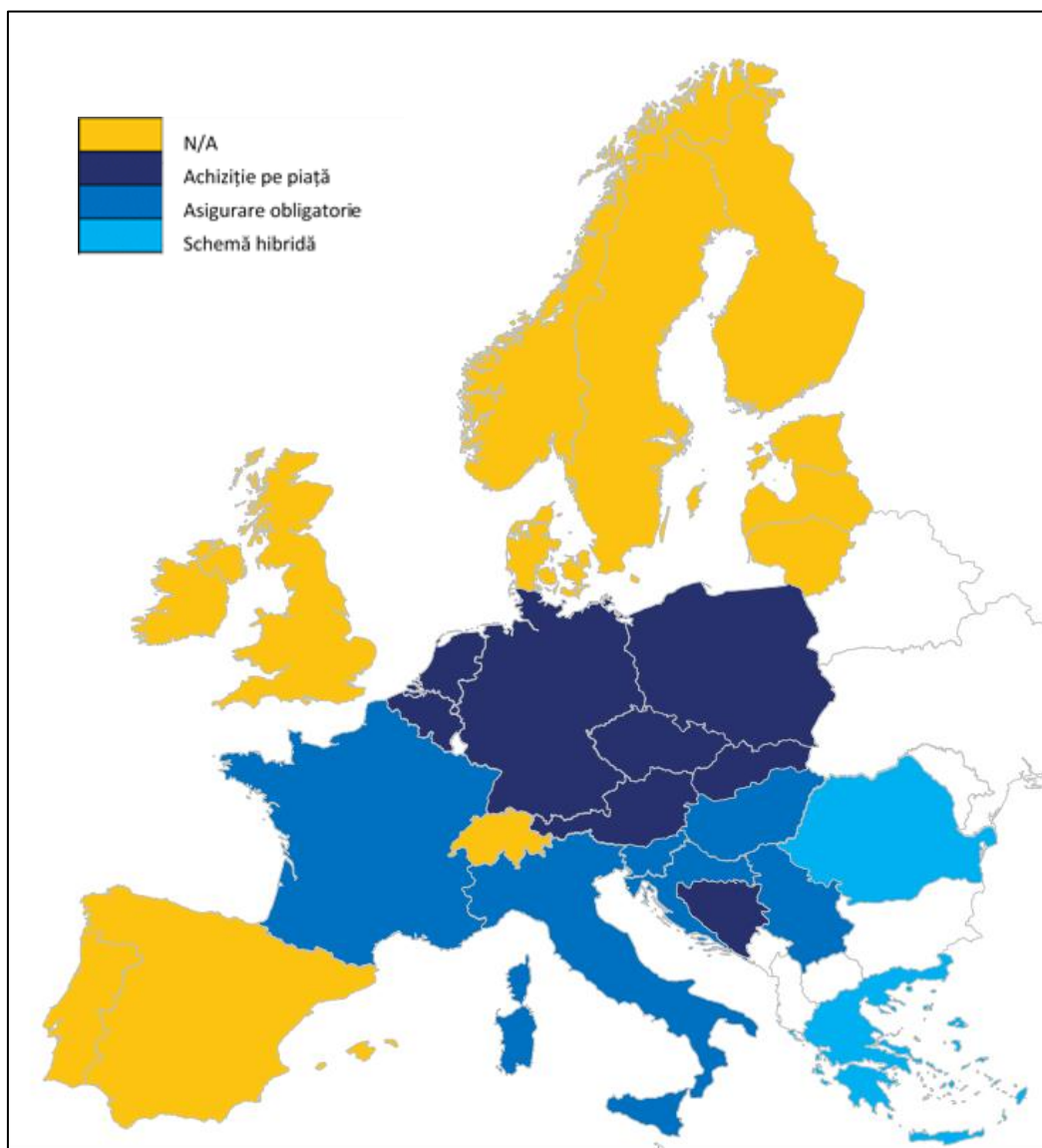


Figura 11-5 – Asigurarea energiei pentru reglajul secundar (aFRR) la nivel european

Din analiza figurilor se observă predominanța achiziție pe piață a capacității pentru reglajul secundar (15 state europene din 28), printre care și România. În trei state europene asigurarea este obligatorie (Serbia, Croația, Ungaria), iar în alte patru state (Franța, Danemarca, Polonia, Slovenia) există o schemă hibridă pentru asigurarea reglajului secundar. Privitor la piețele de energie, este majoritară achiziția de pe piață (Belgia, Olanda, Germania, Danemarca, Austria, Polonia, Cehia, Slovacia, Bosnia-Herțegovina). O pondere importantă o deține și asigurarea obligatorie (Franța, Italia, Slovenia, Croația, Ungaria și Serbia). În România și Grecia, reglajul secundar este asigurat prin aplicarea unei scheme hibride (cote obligatorii și achiziții pe piață).

11.2.3. Rezerva de Reglaj Terțiar Rapid (Manual Frequency Restoration Reserve - mFRR)

Din cei 28 de operatori de transport și sistem analizați, cu excepția Irlandei, Italiei, Poloniei și Ungariei, reglajul terțiar frecvență – putere este asigurat și utilizat în toate sistemele electroenergetice europene. Similar cu situația întâlnită în cazul reglajului primar și secundar, există diferențieri din punctul de vedere al obiectului rezervării – rezervă de capacitate și/sau de energie, delimitând astfel două tipuri de piețe de reglaj terțiar rapid (vezi figurile următoare).

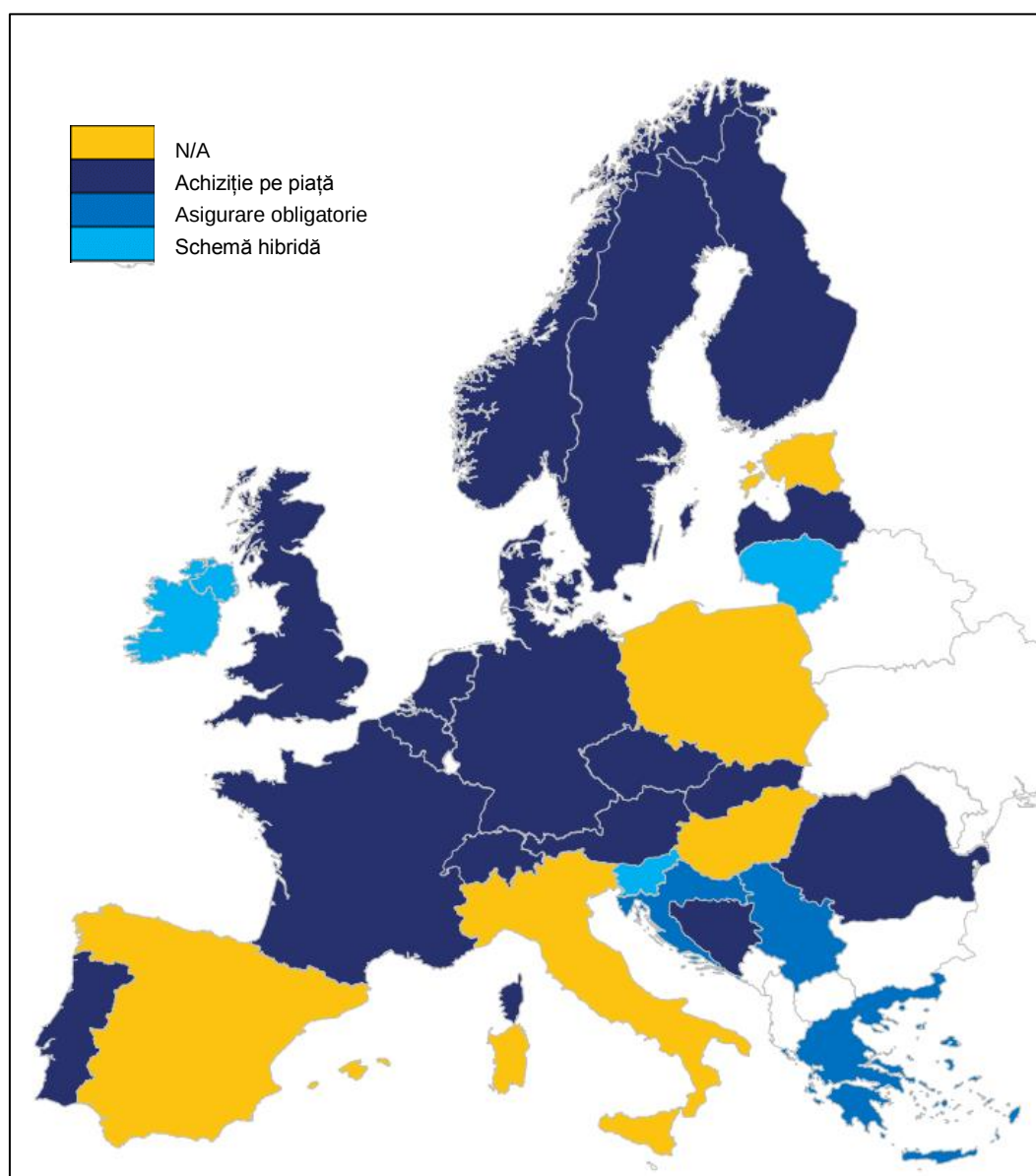


Figura 11-6 – Asigurarea capacității pentru reglajul terțiar rapid (mFRR) la nivel european

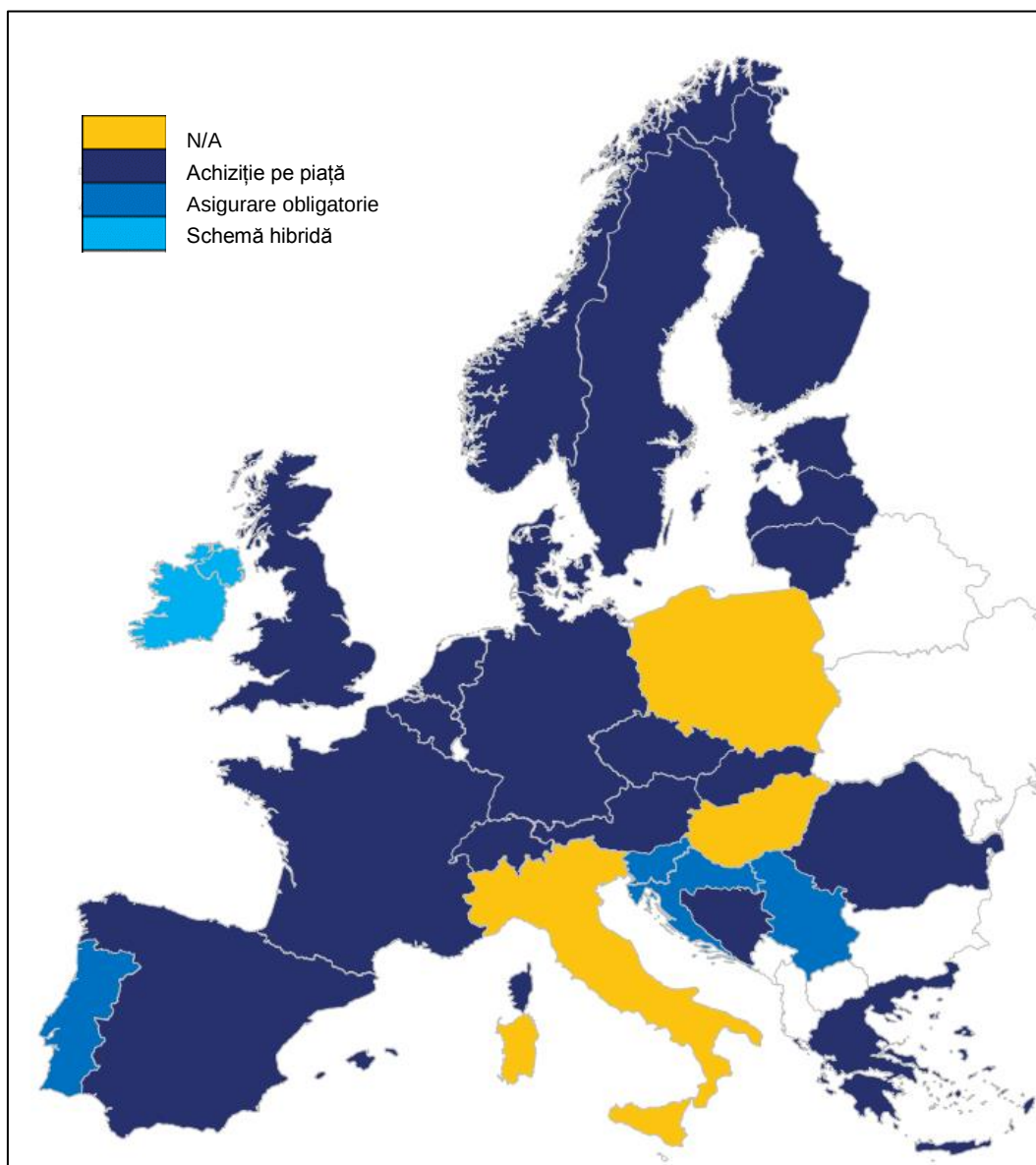


Figura 11-7 – Asigurarea energiei pentru reglajul terțiar rapid (mFRR) la nivel european

Din analiza figurilor, se observă că achiziția capacității pentru rezerva de reglaj terțiar rapid se asigură în majoritar prin achiziții pe piață (17 state europene din 28), printre care și România. Capacitatea de reglaj se asigură obligatoriu în 3 state europene (Croația, Serbia și Grecia), iar în Irlanda, Lituania și Slovenia este aplicată o schemă de achiziție hibridă.

Privitor la piețele de energie, se observă predominanța piețelor de capacitate de reglaj terțiar rapid (16 state europene din 28), printre care și România. Reglajul se asigură obligatoriu în 4 state europene (Portugalia, slovania, Croația și Serbia), iar în Irlanda este aplicată o schemă de achiziție hibridă.

11.2.4. Rezerva de Reglaj Terțiar Lent (Replacement Reserve - RR)

Din cei 28 de operatori de transport și sistem analizați, numai 10 dintre aceștia (Marea Britanie, Spania, Portugalia, Franța, Elveția, Italia, Polonia, Lituania, Ungaria și România) utilizează reglajul terțiar lent frecvență – putere. Similar cu situația întâlnită în cazul celorlate rezerve de reglaj, există diferențieri din punctul de vedere al obiectului rezervării – rezervă de capacitate și/sau de energie, delimitând astfel două tipuri de piețe de reglaj terțiar lent (vezi figurile următoare).

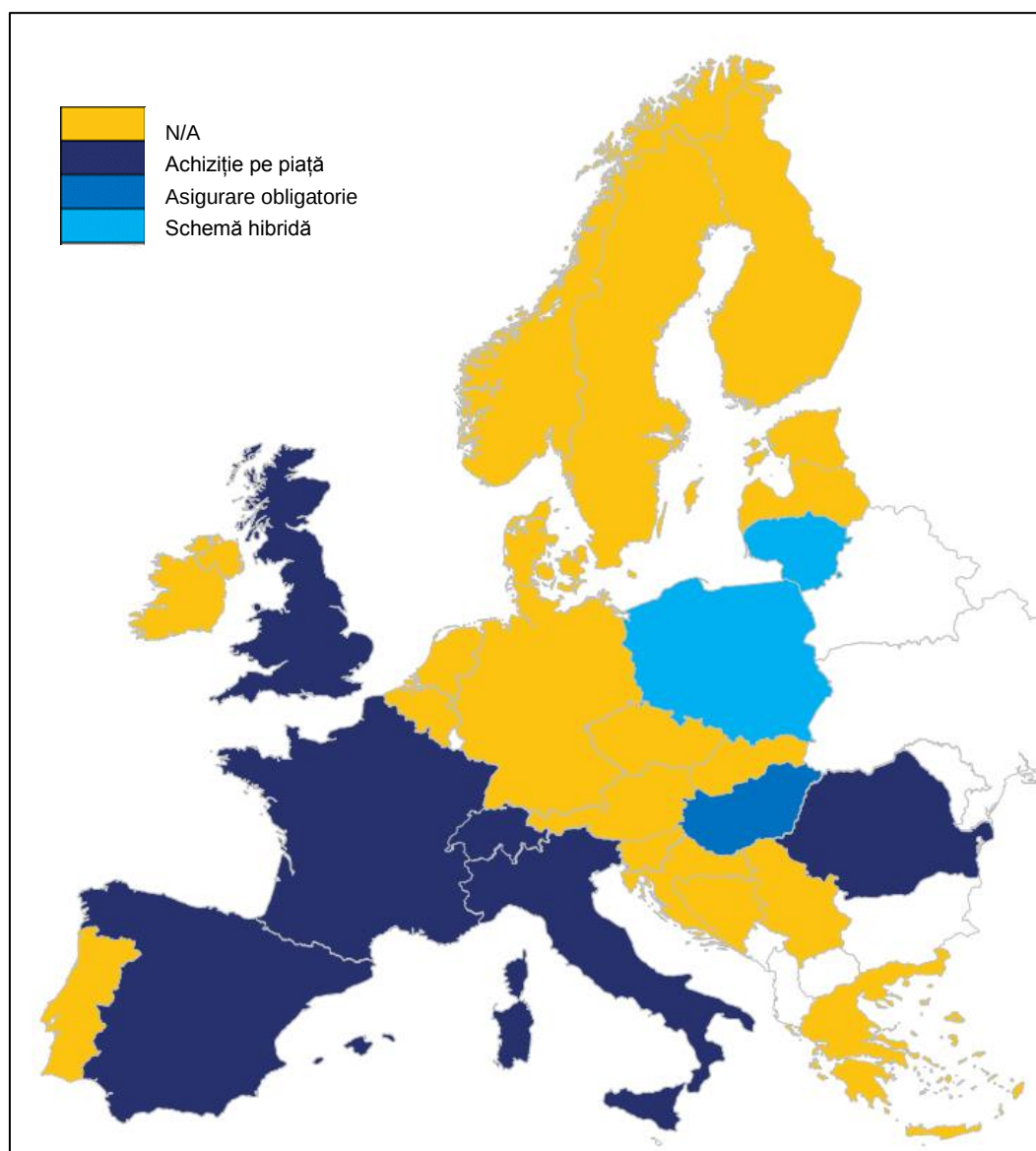


Figura 11-8 – Asigurarea capacității pentru reglajul terțiar lent (RR) la nivel european

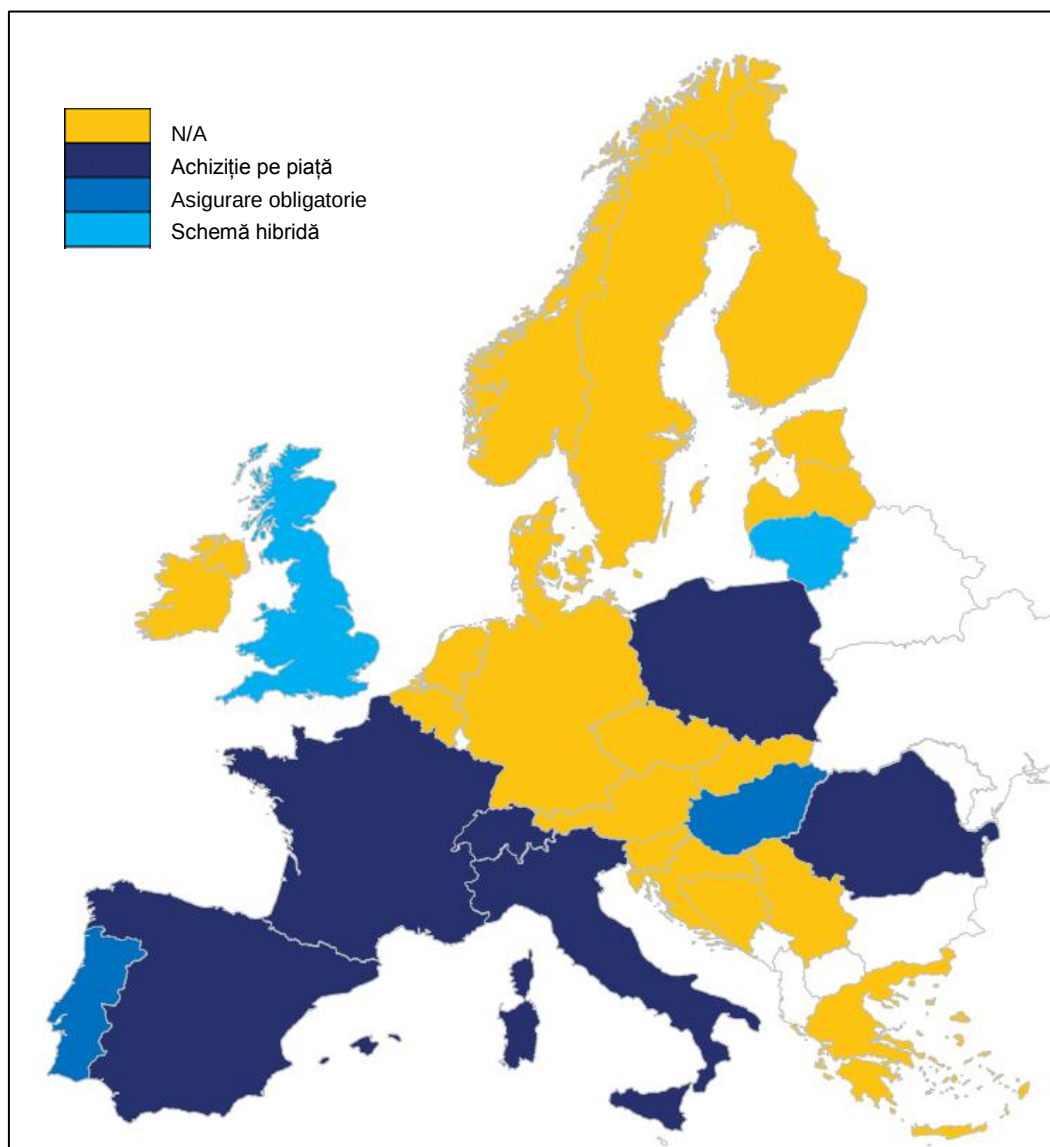


Figura 11-9 – Asigurarea energiei pentru reglajul terțiar lent (RR) la nivel european

Din analiza figurilor se observă predominanța piețelor de capacitate de reglaj terțiar lent organizate (7 state europene din 10), printre care și România. În Ungaria, asigurarea rezervei de capacitate pentru reglajul terțiar lent este obligatorie, iar în Polonia și Lituania se aplică o schemă de achiziție hibridă. Privitor la piețele de energie, există o structură a modului de achiziție e energiei pentru reglajul terțiar lent similară cu cea a piețelor de capacitate, la care se adaugă Portugalia, unde achiziția energiei este obligatorie.

11.3. Perspective de evoluție a pieței serviciilor de sistem la nivel pan-european

Dezvoltarea viitoare a pieței de servicii de sistem în România este indisolubil legată de regionalizarea/continentalizarea tranzacționării serviciilor de sistem într-un cadru mai larg decât cel național (între două sau mai multe state membre). Principiul punerii în comun a capacităților disponibile pentru furnizare de servicii de sistem / rezervă de capacitate are un efect sinergic, de asigurare a aceluiași nivel al securității furnizării/adevănței sistemului electroenergetic cu o valoare mai redusă a rezervei necesar a fi contractată, în MW, comparativ cu cazul în care fiecare sistem electroenergetic își asigură rezervele în mod individual.

Din aceste considerente, dezvoltarea pieței de servicii de sistem în România va trebui să se alinieze tendințelor existente în plan european, de coagulare a pieței de servicii de sistem la nivel continental și de standardizare a serviciilor de sistem angajate și mobilizate de operatorii de transport și sistem. În acest context, este imperios necesară înființarea unor piețe unde să fie posibilă tranzacționarea forward a reglajului primar, secundar și terțiar de către toți operatorii calificați (români și străini).

11.3.1. Proiecte de dezvoltare

La nivel european, tendințele actuale de coagulare a pieței de servicii de sistem se manifestă prin derularea unei serii de proiecte-pilot patronate de ENTSO-E, incluse într-o strategie pe termen mediu și lung de unificare/aliniere a tuturor sistemelor electroenergetice din statele membre la un mod unic de tranzacționare a serviciilor de sistem/rezervelor de capacitate. Aceste proiecte sunt diferențiate de natura serviciului de sistem care face obiectul tranzacționării, după cum urmează:

- Reglaj terțiar lent (*RR* – Replacement Reserves - TERRE project);
- Reglajul primar frecvență-putere (Frequency Containment Regulation - *FCR* cooperation);
- Controlul dezechilibrelor (International Grid Control Cooperation - IGCC project);
- Reglajul terțiar rapid (*mFRR* – MARI project)
- Reglajul secundar (*aFRR* – PICASSO project)

Toate aceste proiecte sunt fundamentate pe ideea creșterii progresive a ariei de acoperire a tranzacționării fiecărui tip de serviciu de sistem, plecând de la un nucleu de câteva țări inițatoare și având ca scop final tranzacționarea uniformă a serviciului de sistem respectiv la nivel european. Cooptarea treptată a țărilor care aderă la modul de tranzacționare comun se realizează prin interfațarea acestora cu nucleul inițiator prin capacitățile proprii de interconexiune.

Principalele caracteristici ale acestor proiecte sunt prezentate în tabelul de sinteză și graficele următoare.

Tabel 11-1 Proiecte europene de dezvoltare a piețelor de servicii de sistem

Proiect	Serviciu de sistem vizat	Țări inițiatoare	Țări aderente / candidate	Caracteristici principale
TERRE – piața de capacități	Reglaj lent terțiar	Franța, Italia, Spania, Portugalia, Marea Britanie, Elveția (2017)	<u>State potențial interesate</u> Danemarca, Suedia, Finlanda, Croația <u>State cu regim de observator</u> Norvegia, Slovacia, Grecia <u>State participante la implementarea rezervelor de înlocuire (RR)</u> Romania , Bulgaria, Ungaria, Polonia	- Platformă unică de tranzacționare (LIBRA) - Necesitatea alinierii cu celelalte proiecte ENTSO-E în derulare - Lansare Go live! în 2019
FCR cooperation	Reglaj primar - frecvență - putere	Germania, Olanda, Belgia, Austria, Elveția	Franța (2017), Danemarca (2019)	- Dimensiune totală – 1400 MW - Clearing centralizat tranzacții
IGCC – balansare dezechilibre	Dezechilibre import / export	Germania (cele 4 OTS-uri), 2010	Danemarca (2011), Elveția, Cehia, Belgia și Olanda (2012), Austria (2014), Franța (2016) + 9 TSO cu procedură de aderare simplificată (2018), inclusiv Romania	- Settlement dezechilibre bazat pe prețul de oportunitate; - Prețuri de oportunitate simetrice import/export - Lansare Go live! în 2019
MARI – Manually Activated Reserves Initiative	Reglaj terțiar rapid - mFRR	19 OTS-uri vest, central și nord-europene	<u>State cu regim de observator</u> Lituania, Ungaria, Slovenia <u>State care au aplicat pentru regimul de observator</u> Letonia, Estonia, România , Croația	- Platformă comună de tranzacționare a reglajului terțiar - Optimizarea alocării transfrontaliere a capacității - Lansare Go-live! în 2021
aFRR – PICASSO project	Reglaj secundar - aFRR	Germania, Austria, Franța, Belgia, Olanda	<u>Observatori</u> Norvegia, Finlanda, Danemarca, Cehia, Polonia, , Slovenia	- Scopul integrării piețelor reglajului secundar - Conform Regulamentului European 2195/2017 - Platformă unică de tranzacționare (PICASSO) - Lansare Go live! în 2021

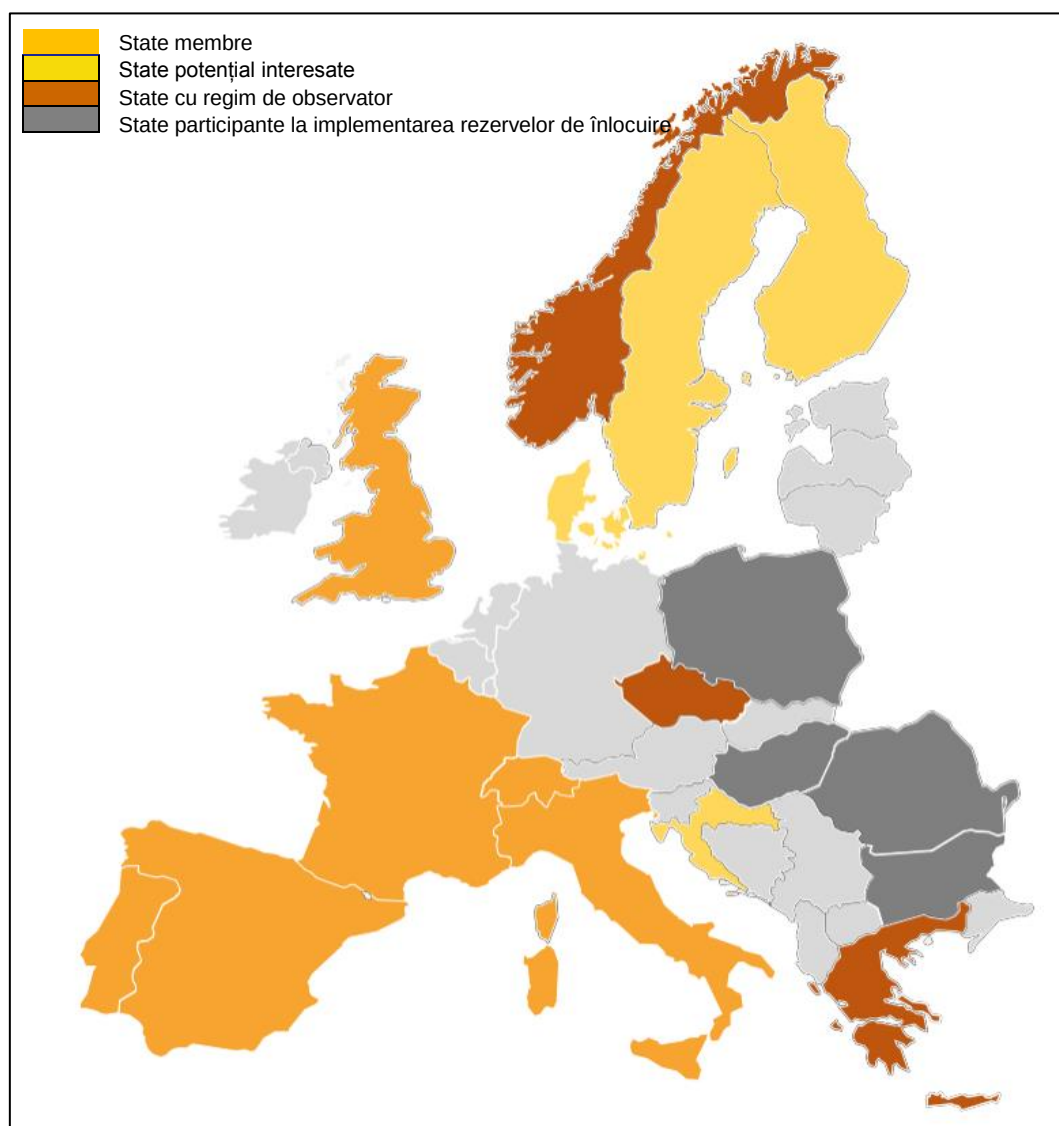


Figura 11-10 – Aria de acoperire a proiectului-pilot ENTSO-E TERRE

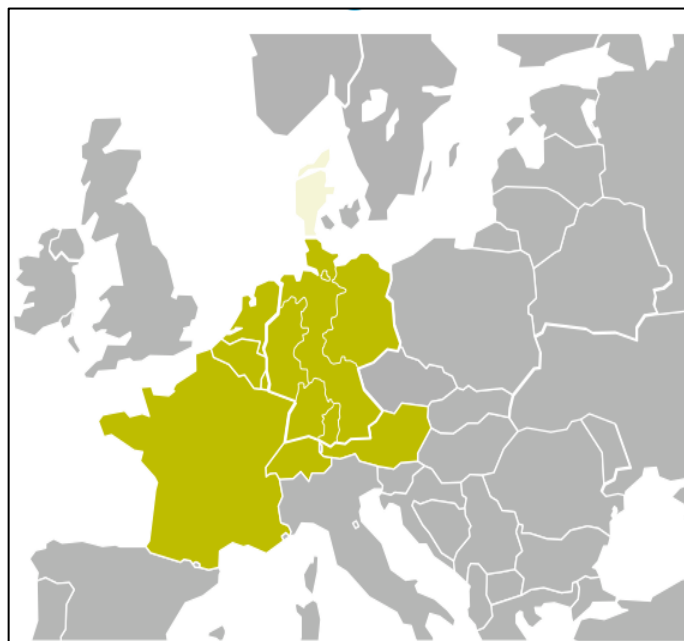


Figura 11-11 – Aria de acoperire a proiectului-pilot ENTSO-E FCR Cooperation



Figura 11-12 – Aria de acoperire a proiectului-pilot ENTSO-E IGCC

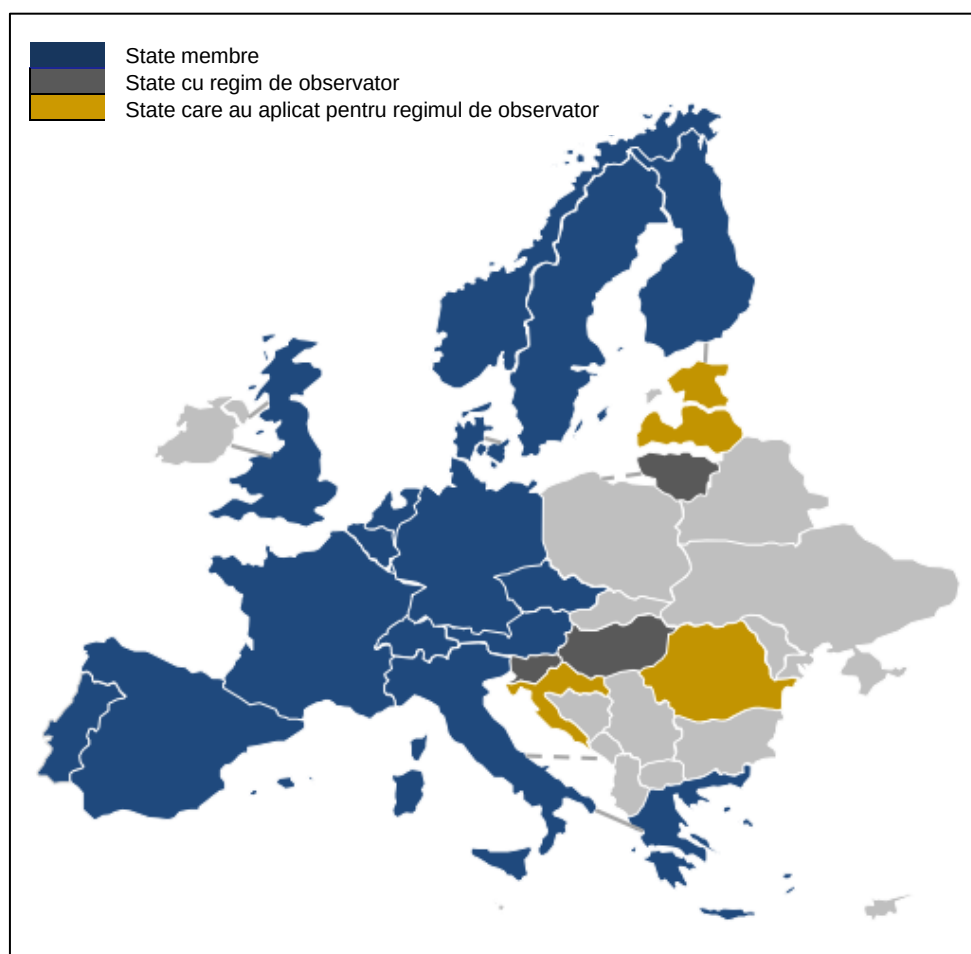


Figura 11-13 – Aria de acoperire a proiectului-pilot ENTSO-E MARI (mFRR)

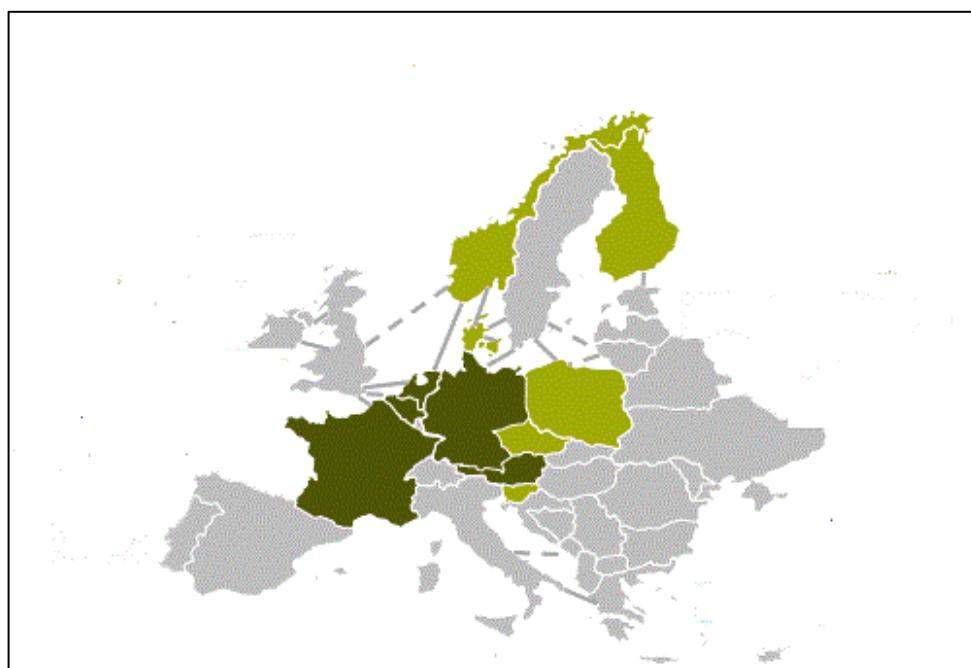


Figura 11-14 – Aria de acoperire a proiectului-pilot ENTSO-E aFRR (PICASSO)

11.3.2. Impactul asupra asigurării rezervelor de putere la nivel național

Pentru toate statele membre ENTSO-E, impactul estimat al alinierii la piața unică a serviciilor de sistem/rezervelor de capacitate va avea un efect benefic pe termen lung, grație următoarelor considerente:

- volume mai reduse de servicii de sistem/rezerve de putere la nivel național angajate de OTS-uri la nivelul unei anumite perioade ;
- prețuri concurențiale diferențiate pentru fiecare serviciu de sistem ;
- operatorii calificați pentru furnizare de rezerve de capacitate / servicii de sistem participă la tranzacționare pe piețe de servicii de sistem unice de dimensiuni substanțial mai mari și cu un grad de concentrare mult mai redus - crește probabilitatea de succes la tranzacționarea capacității / serviciului de sistem ;
- crește flexibilitatea statelor membre în alegerea obiectivelor de investiții (punere în funcțiune de noi capacități de producere sau capacități de interconexiune) ;
- în mod indirect sunt stimulate investițiile în capacități noi, prin asigurarea unui mediu de reglementare unic și mult mai previzibil .

Impactul așteptat asupra adecvanței sistemelor electroenergetice europene al celor două proiecte aflate în derulare – PICASSO (tranzacționare reglaj secundar) și MARI (tranzacționare reglaj terțiar rapid) va fi rezultatul a două efecte contrarii: pe de o parte, pot îmbunătăți adecvanța prin utilizarea optimă a rezervelor disponibile pe o zonă mult mai întinsă, și pe de altă parte va crește marjele de putere care trebuie rezervate pe interfețele de interconexiune, pentru a permite schimbul de cantități mai mari de energie de echilibrare.

11.4. Dezvoltarea capacităților de interconexiune în regiunea limitrofă României

11.4.1. Proiecte de dezvoltare

Proiectele de dezvoltare a capacității de interconexiune includ atât proiecte de mărire a capacității de transfer cu sistemele electroenergetice vecine, cât și unele proiecte de mărire a capacității de transport dezvoltate în interiorul frontierelor statelor din regiune, a căror implementare conduce la mărire a capacității de evacuare a energiei spre și dincolo de granițe. Privitor la categoriile de încadrare a proiectelor, acestea sunt majoritar orientate către mărire a capacității de interconexiune cu sistemele electroenergetice vecine și respectiv către integrarea RES/creșterea capacității de evacuare a energiei produse din RES.

Întărirea capacității de interconexiune între diferitele țări europene este considerată ca fiind de importanță deosebită de către Uniunea Europeană, în vederea conservării securității furnizării, creșterii competitivității în cadrul pieței interne de energie și asigurării suportabilității prețului energiei electrice. În 2002, atunci când procesul de creare a pieței interne de energie electrică abia începuse, Consiliul European a solicitat tuturor Statelor Membre să stabilească valori-țintă pentru capacitățile de interconexiune, de cel puțin 10% din capacitatea instalată a fiecărui Stat Membru până în anul 2020. În luna mai 2014, Comisia Europeană a propus creșterea procentului la 15% în anul 2030, iar Consiliul European a ratificat propunerea.

În acest context, Uniunea Europeană sprijină dezvoltarea infrastructurii trans-europene de energie electrică pe patru coridoare, prin așa-numitele "Proiecte de Interes Comun" (PCIs). Unul dintre aceste coridoare prioritare, NSI East Electricity Priority Corridor (Coridorul Prioritar Estic) vizează interconexiunile pe direcția Nord-Sud în Europa Centrală și de Sud-est. Acesta acoperă următoarele țări: Austria, Bulgaria, Croația, Republica Cehă, Cipru, Germania, Grecia, Ungaria, Italia, Polonia, România, Slovacia și Slovenia.

Lista proiectelor de interes comun este actualizată o dată la doi ani. Pentru a fi considerat eligibil ca proiect de interes comun, un proiect de infrastructură de transport trebuie să fie inclus în planul decenial de dezvoltare ENTSO-E (TYNDP – Ten Year Network Development Plan). Cea mai recentă listă de proiecte PCI a fost publicată în noiembrie 2017 și este bazată pe TYNDP 2016. Următoarea listă va fi publicată în noiembrie 2019, fiind bazată pe TYNDP 2018.

Potrivit TYNDP 2016, există două clustere de proiecte care sunt de interes pentru România: întărirea capacității de transport între România și Bulgaria ("Coridorul Mării Negre", clusterul 3.8), respectiv între România și Serbia ("Coridorul mediu-continental-estic, clusterul 3.22). În cadrul Coridorului Prioritar Estic, țările vecine României sunt implicate de asemenea într-serie de proiecte de interes comun: creșterea capacității de interconexiune între Bulgaria și Grecia (clusterul 3.7), interconexiunea între Sloveni, Croația și Ungaria (clusterul 3.9), precum și două interconexiuni între Ungaria și Slovacia (clusterelor 3.16 și 3.17). Suplimentar acestor proiecte, TYNDP 2018 introduce o nouă interconexiune între Ungaria și România cu data estimată pentru PIF 2030.

11.4.1.1.LA NIVELUL SEN

Potrivit datelor publicate de Operatorul de Transport și Sistem CNTEE Transelectrica SA în Planul de Dezvoltare RET (2018-2027), date raportate parțial ENTSO-E pentru elaborarea Planului de Investiții 2018, la nivelul SEN este prevăzută implementarea proiectelor prezentate în tabelul următor.

Tabel 11-2 Proiecte RET dezvoltate la nivelul SEN, 2018-2027

Nr.crt.	Proiecte RET	Categorie măsură RET	Zona
1	Racordarea LEA 400 kV Isaccea – Varna și LEA 400 kV Isaccea - Dobrudja în stația Medgidia Sud	Obiective RET – LEA (Integrarea producției din centrale RES noi – Dobrogea și Moldova)	RO-BG
2	Trecere la 400 kV LEA Brazi Vest – Teleajen – Stâlp, inclusiv: Achiziție AT 400 MVA, 400/220/20 kV și lucrări de extindere stațiile 400 kV și 220 kV aferente, în stația 400/220/20 kV Brazi Vest		RO
3	LEA 400 kV d.c. (1ce) Constanța Nord – Medgidia Sud		
4	Mărirea capacității de transport LEA 220 kV Stejaru – Fântânele		
5	LEA 400 kV d.c.(1ce) Stâlp – Brașov (linie nouă)		
6	LEA 400 kV Gădălin – Suceava (linie nouă)		
7	Mărirea capacității de transport tronson LEA 400 kV București Sud – Pelicanu - Cernavodă (8 + 53 km)	Obiective RET – LEA (Integrarea producției din centrale – alte zone)	RO
8	Stație + LEA 220 kV Ostrovu Mare (stație și linie nouă)	Creștere capacitate de interconexiune cu Serbia	RO-RS
9	LEA 400 kV Reșița - Pancevo		
10	LEA 400 kV Suceava – Bălți (linie nouă)	Creștere capacitate de interconexiune cu R. Moldova	RO-MD

11.4.1.2.LA NIVELUL ALTOR SEE

La nivelul altor sisteme electroenergetice aflate în regiunea continental-sud-est-europeană (ENTSO-E Continental South-east European Region), este planificat un număr de 26 proiecte, prezentate în tabelul următor.

Tabel 11-3 Proiecte RET dezvoltate la nivel regional, 2018-2027

Nr.crt.	Proiecte RET	Categorie măsură RET	Zona
1	LEA 400 kV s.c. Varna – Burgas (linie nouă)	Creștere capacitate evacuare RES	BG
2	LEA 400 kV d.c. Dobrudja – Varna (linie nouă)		
3	LEA 400 kV Venten-Blagoevgrad (linie nouă)	Creștere capacitate de interconexiune Grecia-Bulgaria	BG-GR
4	LEA 400 kV d.c. Nis (RS) – Sofia (BG) (linie nouă)	Creștere capacitate de interconexiune Serbia-Bulgaria	BG-RS
5	Extensie LEA 400 kV Megalopoli – Acheloos și SE 400 kV/150 kV Megalopoli	Conectare CTE Megalopoli (800 MW) cu sistemul electroenergetic grecesc + creștere capacitate evacuare RES	GR
6	Extensie LEA 400 kV Megalopoli – Korinthos - Koumoundouros și SE 400 kV/150 kV Korinthos		
7	LEA 150 kV d.c. Molai –Chania I	Creștere capacitate de interconexiune Pelopones - Creta	
8	LEA 400 kV HVDC Koumoundouros-Damasta		

Nr.crt.	Proiecte RET	Categorie măsură RET	Zona
9	SE 150/220 kV Levitha + Smirna (stații noi) + cablu submarin 150 kV HVDC Kinaros - Levitha	Creștere capacitate evacuare RES	GR-MK
	reabilitare LEA 400 kV Florina – Bitola		
10	Racord 400 kV CHE Saskavika + SE 400 kV Saskavika	Creștere capacitate evacuare RES	AL
11	LEA 220 kV Fier – Rrasbull (linie nouă) + TRAFO 400/220 kV Fier	Descongestionare LEA 220 kV Fier – Rrasbull	
12	LEA 220 kV Komani – Titan (linie nouă)	Descongestionare LEA 220 kV VanDejes - Komani	
13	SE 400/110 kV Brezna (stație nouă)	Creștere capacitate evacuare RES	ME
14	LEA 110 kV Ulcin – Virpazar + LEA 110 kV Virpazar – Golubovici – Podgorica (linii noi)		
15	LEA 110 kV Vilusi – Herceg Novi	Descongestionare LEA 110 kV Perucica - Podgorica	
16	LEA 400 kV d.c. Porțile de Fier – Djerdjap (linie nouă)	Creștere capacitate evacuare RES	RS-RO
17	LEA 400 kV CEE Cibuk – Belgrad Vest (întărire linie)		RS
18	LEA 220 kV Nis - Bajina Basta (întărire linie)		
19	SE 400/110 kV Belgrad Vest (stație nouă)		
20	Reconductorare LEA 110 kV Bela Anta - Albunar		
21	LEA 110 kV Bela Crvka – Veliko Gradiste (linie nouă)	Descongestionare LEA 110 kV Albunar - Pancevo	
22	LEA 400 kV Sombor – Ernestinovo (linie nouă)	Creștere capacitate interconexiune HR-RS	HR-RS
23	LEA 400 kV d.c. Tumbri – Veleševac (linie nouă)	Creștere capacitate interconexiune HR-RS și HR-HU	HR-RS HR-HU
24	LEA 400 kV d.c. Cirkovce-Heviz(HU)/Žerjavinec(HR)	Creștere capacitate interconexiune HR-HU	HR-HU
25	SE 220/110 kV Ravne (stație nouă)	Reducere flicker, preluare creștere consum	SI
26	Compensatoare și șunturi de 100/150 MVAR pe LEA 400 kV la Beričevo, Divača și Cirkovce	Integrare RES, securitatea furnizării (SoS)	

11.4.2. Impactul dezvoltării capacității de interconexiune asupra asigurării rezervelor de putere la nivel regional

La nivelul regiunii continental sud-est-europeană, efectul estimat al creșterii capacității de interconexiune este substanțial, datorită existenței următoarelor aspecte specifice :

- gradul mai redus de dezvoltare a capacității de interconexiune în regiune, comparativ cu celelalte regiuni ENTSO-E (vest, central și nord-europeană) ;
- disponibilități de furnizare de rezervă de putere mai mari pe relația vest – pe termen mediu și lung se preconizează import net de rezervă de putere / servicii de sistem ;

- capacitate sporită de evacuare în afara granițelor de energie produsă din RES – creșterea exportului net pe termen mediu și lung (în special în România și Bulgaria) ;
- îmbunătățirea indicatorilor de avans a sistemelor electroenergetice din regiune datorită rezervei de putere pusă în comun și respectiv a rezervei suplimentare disponibilă la interfața cu regiunile vecine ;
- îmbunătățirea securității furnizării (Security of Supply - SoS), prin eliminarea congestiilor, în special pe direcțiile Sud-Nord și Est-Vest, datorate evacuării energiei produse din RES spre centrul continentului

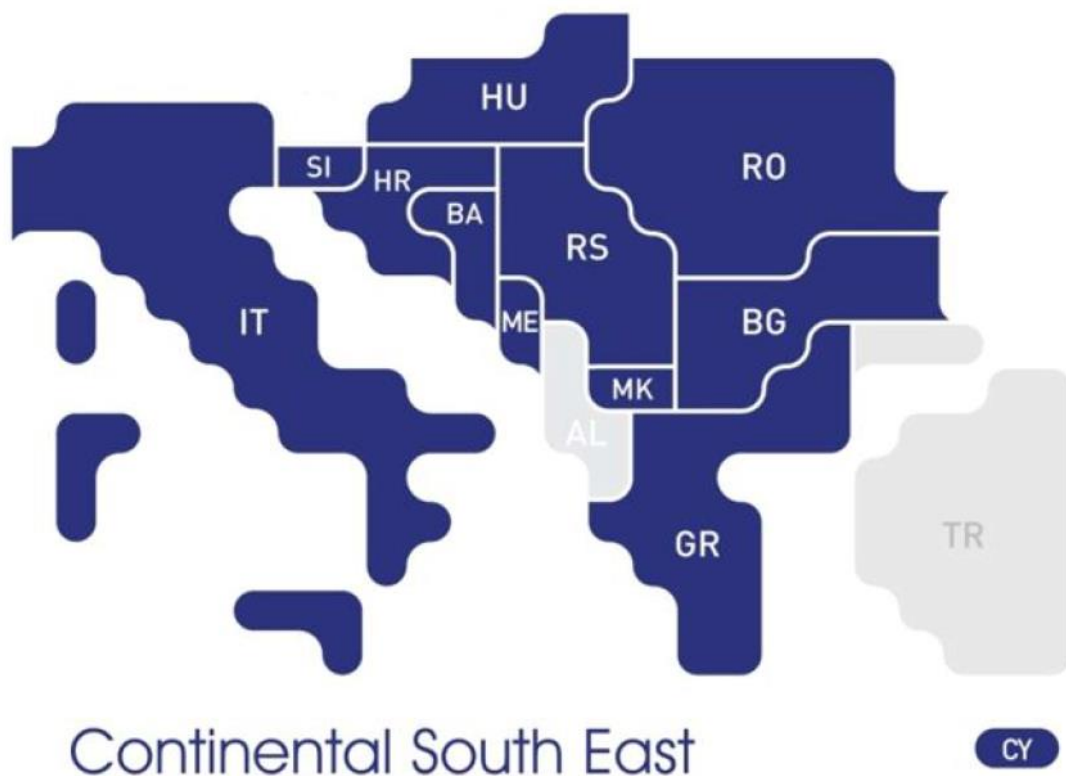


Figura 11-11 Țările componente ale regiunii continental-sud-est-europene

În planul de investiții pe orizont 2040 realizat de ENTSO-E, în regiunea continental-sud-est-europeană sunt prevăzute creșteri de capacitate de interconexiune, atât pe direcția Est-Vest cât și Nord-Sud. Scenariile de prognoză a capacității nete de interconexiune au fost bazate pe maximizarea bunăstării social-economice (Social-Economic Welfare - SEW), cu considerarea costurilor investiționale.

Principalele aspecte de remarcat sunt:

- creșterea capacităților de interconexiune pe majoritatea granițelor (în special pe direcția Est-Vest) pe fondul existenței unei diferențe importante de preț al energiei între Italia și restul țărilor poziționate la est (Slovenia, Croația etc.);

- integrarea masivă a resurselor de energie regenerabilă (majoritar amplasate în Turcia, Grecia, Bulgaria și România);
- evacuarea energiei produse în regiune preponderent pe direcția Est-Vest;
- pentru România, se prevede o creștere substanțială a capacității nete de interconexiune (NTC), în special pe granița cu Bulgaria;
- cele mai mari creșteri ale NTC în regiune sunt prevăzute pentru Bulgaria, unde se prognozează creșterea NTC este de peste 3 ori pe toate granițele, mai puțin pe cea macedoneană (vezi Tabelul 11-4) ;
- creșteri importante ale NTC se remarcă și pe frontiera vestică a regiunii - Italia, Slovenia și Croația (vezi Tabelul 11-5)

Tabel 11-4 Prognoza capacității nete de interconexiune (RO/BG), 2020-2040

An	2020		2027		2040	
Graniță /Sens	→	←	→	←	→	←
BG-RO	300	300	1100	1500	1400	1500
HU-RO	1000	1100	1300	1400	1800	1900
RO-RS	1000	800	1300	1300	1950	1550
BG-RS	500	200	350	200	2100	1850
BG-GR	600	400	1350	800	3228	2532
BG-TR	700	300	1200	500	2400	2000
BG-MK	400	100	500	500	900	600

Sursa: ENTSOe Regional Investment Plan 2018 – Regional Group Continental South East

Tabel 11-5 Prognoza capacității nete de interconexiune (IT/SI/HR), 2020-2040

An	2020		2027		2040	
Graniță /Sens	→	←	→	←	→	←
IT-SI	680	730	1660	1895	1660	1895
HR-SI	1500	1500	2000	2000	3000	3000
HR-RS	600	600	600	600	2100	2100
BA-HR	750	700	1344	1312	1844	1812

Sursa: ENTSOe Regional Investment Plan 2018 – Regional Group Continental South East

Întărirea capacității de interconexiune între țările europene va facilita utilizarea în comun a serviciilor de echilibrare și astfel va sigura oportunitatea integrării piețelor de servicii de sistem la nivel regional. Mai mult, soluționarea congestiilor dintre diferitele țări pe Coridorul Prioritar Estic va putea conduce la definirea unor zone de echilibrare mai întinse, reducând astfel necesarul de rezerve de reglaj secundar (*aFRR*) și terțiar rapid (*mFRR*).

13. ETAPA V - REGLEMENTĂRI PRIVIND DIMENSIONAREA REZERVELOR DE PUTERE

13.1. Reglementări emise de CNTEE Transelectrica

În România, rezervele de putere destinate furnizării de STS sunt clasificate conform *"Procedurii de dimensionare a rezervelor de putere activă în SEN"*, cod TEL-07-IV OP/DN/106, emisă în septembrie 2006.

C.N. Transelectrica S.A. este singurul administrator al serviciilor tehnologice de sistem. Serviciile tehnologice de sistem sunt furnizate de către participanții la piața de echilibrare și sunt achiziționate și utilizate de către C.N. Transelectrica S.A. pentru realizarea echilibrului producție — consum, asigurându-se în orice moment:

- reglarea frecvenței și a soldului S.E.N. - în situația funcționării interconectate, respectiv reglarea frecvenței - în situația funcționării izolate;
- compensarea pe P.E. a diferențelor dintre notificările fizice ale P.R.E. și consumul prognozat;
- eliminarea congestiilor de rețea;
- funcționarea sigură a sistemului în urma oricărei contingente simple, conform Codului R.E.T.;
- compensarea consumului propriu tehnologic din R.E.T.;
- încadrarea în valorile limita ale puterilor admisibile în secțiunile caracteristice ale S.E.N., pentru asigurarea stabilității statice;

În funcție de timpul și modul în care pot fi mobilizate și de mijloacele prin care sunt furnizate de către P.P.E., rezervele de putere activă se clasifică astfel:

1. rezerva de reglaj primar - furnizată de care sistemele individuale de reglaj primar al frecvenței ale grupurilor generatoare;
2. rezerva de reglaj secundar - furnizată de către grupurile generatoare cuplate la sistemul centralizat de reglaj secundar freevent - putere de schimb;
3. rezerva terțiară rapidă - asigurată prin rezervele de putere activă ale U.D. și cele ale consumatorilor dispecerizabili (având convențional semnul minus față de rezervele de putere ale U.D.);
4. rezervă terțiară lentă — asigurată în mod similar cu rezervă terțiară rapidă;

Rezervele de putere activă se dimensionează și se utilizează ierarhizat în timp, în funcție de mărimea și durata dezechilibrului dintre producția și consumul din S.E.N. Dimensionarea cuantumului necesar al rezervelor de putere activă - pe tipuri - se face de către O.T.S. prin UNO - D.E.N. pornind de la :

- reglementările și recomandările U.C.T.E. (ENTSO-E);
- respectarea condițiilor definitorii ale fiecărui tip de rezervă de putere activă și a condițiilor tehnice pe care trebuie să le îndeplinească furnizorii serviciilor de sistem în procesul de calificare ale acestora, condiții stabilite prin codul R.E.T. în conformitate cu procedurile specifice;

- studiile semestriale de planificare operațională a funcționării S.E.N. efectuate de către S.P.O., care cuprind : consumurile realizate în anul anterior studiului, consumurile prognozate, structura pe resurse a producției brute pe ansamblul S.E.N., producția planificată și structura de grupuri estimată a o realiza, datele și starea unităților de producție inclusiv indisponibilitățile, reviziile și reparațiile acestora, schimburile externe prognozate, circulațiile de putere activă în elementele secțiunilor caracteristice, balanțele de putere rezultate în urmă prognozelor și necesarul estimat al serviciilor de sistem rezultat din aceste balanțe.

13.1.1. Dimensionarea rezervei de reglaj primar

Rezerva de reglaj primar este mobilizată automat și integral în maximum 30 de secunde, la o abatere cvasistationară a frecvenței de ± 200 mHz de la valoarea de consemn și trebuie să rămână în funcțiune pe o durată de cel puțin 15 minute, dacă abaterea se menține.

Banda de reglaj primar la nivelul sistemului reprezintă dublul rezervei de reglaj primar.

Necesarul rezervei de reglaj primar trebuie să se încadreze în limitele de $1 \div 2,5$ % din puterea activă disponibilă de durată a grupurilor generatoare aflate în funcțiune în în S.E.N. iar pentru a obține un efect maxim al intervenției reglatoarelor de viteză se recomandă valori ale cuantumului rezervei de reglaj primar cât mai apropiate de limita procentuală superioară. Acest cuantum se stabilește în mod distinct pentru funcționarea interconectată și pentru funcționarea izolată a S.E.N.

În cazul funcționării interconectate rezerva de reglaj primar se stabilește anual, coordonat la nivelul U.C.T.E. (ENTSO-E). Criteriul de dimensionare este dat de necesitatea acoperirii puterii pierdute prin declanșarea celei mai mari puteri generate conectată la o singură bară colectoare (grup sau ansamblu de grupuri) aflată în cadrul interconexiunii prin participarea tuturor zonelor de reglaj (sistemelor) în mod proporțional cu producția totală a fiecăruia.

Incidentul de referință luat în calcul de către U.C.T.E. (ENTSO-E). este dat de pierderea a 3000 MW la nivelul întregii interconexiuni (zone sincrone), valoare la care rezerva de reglaj primar mobilizată trebuie să asigure o abatere maximă a frecvenței de 200 mHz fără nici o deconectare de sarcină.

Cuantumul în care fiecare zonă de reglaj (sistem) contribuie la rezerva de reglaj primar este dat de coeficientul de participare:

$$C_i = \frac{P_i}{P_u}$$

unde: P_i = producția netă totală (inclusiv exportul) în zona de reglaj respectivă;

P_u = producția netă totală în interconexiune (ansamblul zonelor de control).

Valoarea rezervei de reglaj primar este calculată și validată anual în cadrul subgrupeii "T.S.O. Forum" din cadrul U.C.T.E. (ENTSO-E). Ea este comunicată O.T.S. la sfârșitul anului anterior până cel mai târziu la 1 decembrie și devine operațională la dată de 1 ianuarie a anului respectiv.

În cazul funcționării izolate a S.E.N. rezerva de reglaj primar este stabilită în procesul de programare la circa $2 \div 2,5$ % din puterea activă disponibilă de durată a grupurilor generatoare aflate în funcțiune în S.E.N.

13.1.2. Dimensionarea rezervei de reglaj secundar și terțiar rapid

Rezerva de reglaj secundar este rezerva de putere active pe care o au o parte din grupurile aflate în funcțiune, calificate de către O.T.S. pentru acest tip de serviciu tehnologic de sistem și care sunt selectate în regulatorul central frecvență putere de schimb conform ofertelor pe P.E., care - la abaterea frecvenței și/sau soldului S.E.N. de la valoarea de consemn dată de binomul de reglaj - este mobilizată automat și dacă este cazul în totalitate, într-un interval de timp de maximum 15 minute.

Rezerva de reglaj secundar reprezintă jumătate din banda de reglaj secundar pusă la dispoziție de centralele reglante (convențional considerându-se semibanda pozitivă) și care este configurată pe regulatorul central frecvență — putere de schimb.

În dimensionarea rezervei de reglaj secundar se pornește de la valorile limitelor minime recomandate de către U.C.T.E. (ENTSO-E) în Operational Handbook. Acestea sunt date de relația :

$$R = \sqrt{a * L_{max} + b^2} - b [MW]$$

unde : R = rezerva de reglaj secundar recomandată [MW];

L_{max} = consumul maxim anticipat pentru zona de reglaj (sistem) [MW]

(pentru sistemul românesc $L_{max} \approx 10.000$ MW iar a și b sunt parametrii stabiliți empiric la nivelul ENTSO-E. având valorile $a = 10$ MW și $b = 150$ MW).

Mărimea rezervei de reglaj secundar necesare depinde de viteză de variație a consumului zonei (sistemului), de schimburile programate și de tipul grupurilor generatoare (structura de producție) din zona de reglaj (sistem). Din aceste considerente, această rezervă depinde în mare măsură de sezon (anotimp). Totodată, U.C.T.E. (ENTSO-E) prevede necesitatea măririi rezervei de reglaj secundar în perioadele în care sunt variații importante de consum sau de export.

Viteza de variație a puterii active la bornele generatoarelor utilizate în reglajul secundar trebuie să fie suficient de mare pentru a satisface cerințele reglajului secundar și ea depinde de tipul grupului generator. Valorile estimate de către U.C.T.E. (ENTSO-E) sunt:

- pentru centrale hidroelectrice = $1,5 \div 2,5$ %/sec ;
- pentru centrale termoelectrice pe hidrocarburi = aprox. 8 %/min ;
- pentru centralele termoelectrice pe carbune = $1 \div 4$ %/min ;
- pentru centralele nuclearelectrice = $1 \div 5$ %/min.

Ținând cont de aceste recomandări cât și de specificul structurii de producție și de modul de variație a consumului din România (amplitudine maximă/minimă, gradient de creștere/scădere, componentă de sold), UNO D.E.N. stabilește rezerva de reglaj secundar din S.E.N. sezonier (vară/ iarnă) respectând regulă de a avea cel puțin 75 — 80 % din valoarea benzii disponibile asigurată de către centrale hidroelectrice iar restul de 20 — 25 % de către grupuri termoelectrice, asigurându-se în acest fel reglarea corespunzătoare a parametrilor de funcționare ai S.E.N. în condiții de variație rapidă a consumului.

Date fiind unele caracteristici specifice sistemului electroenergetic românesc (vechimea și gradul de fiabilitate ale grupurilor generatoare, coeficientul de aplatizare a curbei de sarcină sau vitezele de variație ale consumului între vârf și gol, numărul grupurilor care pot funcționa în reglaj secundar, performanțele reglatoarelor de viteză și răspunsul grupurilor generatoare la consemnul de putere) se impun limite minime ale rezervei de reglaj secundar superioare celor recomandate de către U.C.T.E. (ENTSO-E). Experiența de operare a S.E.N. impune următoarele limite ale rezervei de reglaj secundar:

- min. 300 MW (corespunzând la min. 600 MW bandă disponibilă) pentru intervalele orare în care gradientul de creștere a consumului este mare - adică intervalele zilelor lucrătoare cuprinse orele 6⁰⁰ – 9⁰⁰ și 20⁰⁰ – 24⁰⁰ în sezonul de primăvară/vară, respectiv între 6⁰⁰ – 10⁰⁰ și 17⁰⁰ -23⁰⁰ în sezonul de toamnă/iarnă;
- min. 200 MW (corespunzând la min. 400 MW bandă disponibilă) pentru aceleași intervale orare din zilele nelucrătoare și sărbătorile legale;
- min. 150 MW (corespunzând la min. 300 MW bandă disponibilă) pentru restul intervalelor orare.

Valori similare cu cele de mai sus se obțin și prin aplicarea formulei recomandată de către ENTSO-E. pentru calcule preliminare:

- $R \geq 3\sqrt{L_{max}}$ în perioadele în care variația consumului este cvasistaționară;
- $R \geq 6\sqrt{L_{max}}$ în perioadele cu variații rapide ale consumului.

Rezerva terțiară rapidă are rolul de a asigura refacerea rapidă (maximum 15 minute) a rezervei de reglaj secundar participând la reglarea frecvenței și a soldului la valoarea de consemn.

Rezerva terțiară rapidă are drept scop refacerea și completarea rezervei de reglaj secundar în cazul unor variații imprevizibile ale consumului sau ale producției. De aceea ea trebuie să fie dimensionată la o valoare mai mare sau cel puțin egală cu rezerva de reglaj secundar și trebuie să fie acoperitoare pentru cea mai mare putere deconectabilă din S.E.N. la care se adaugă 100 MW pentru o imprecizie maximă acceptată a prognozei de consum (valoare estimată). Situațiile luate în considerare în acest sens sunt:

- 800 MW pentru acoperirea declanșării unei unități la C.N.E. Cernavodă ($P_{nom} \approx 700$ MW);

- 700 MW — pentru acoperirea declanșării unei L.E.A. 400 kV de evacuare a puterii la C.T.E. Rovinari sau C.T.E. Turceni, când exista două grupuri în funcțiune pe o linie, a declanșării unui ansamblu de două grupuri de 300 MW funcționând pe o singură bară colectoare (situație posibil a se întâlni la C.T.E. Rovinari, C.T.E. Turceni sau C.T.E. Isalnita) sau a declanșării unui ansamblu de 3 grupuri de 200 MW funcționând pe o singură bară colectoare (de exemplu, la C.T.E. Mintia sau C.H.E. Porțile de Fier) ;
- 1000 MW — pentru acoperirea declanșării unui ansamblu de 3 grupuri de 300 MW funcționând toate pe o singură bară colectoare (situație posibil a se întâlni la C.T.E. Rovinari și C.T.E. Turceni) ;
- 1200 MW — pentru acoperirea declanșării unui ansamblu de 4 grupuri de 300 MW funcționând toate pe o singură bară colectoare (situație posibil a se întâlni la C.T.E. Rovinari și C.T.E. Turceni) ;
- 1500 MW — pentru acoperirea declanșării ansamblului format din unitățile U1 + U2 de la C.N.E. Cernavodă în situația retragerii din exploatare sau a indisponibilității unei bare colectoare în stația 400 kV Cernavodă.

În funcție de structura grupurilor aflate în funcțiune și de schemele de funcționare din R.E.T. se alege valoarea maximă dintre cazurile enumerate mai sus. Se iau în considerare și alte configurații de grupuri funcționând pe o singură bară colectoare care cumulează valori ale puterilor evacuate comparabile cu cele de mai sus. Valoarea rezultată nu trebuie să fie mai mică de 5% din producția totală din S.E.N.

La dimensionarea rezervei terțiare rapide se țin cont și de următoarele aspecte:

- rezervele de putere activă disponibile pe piața serviciilor tehnologice de sistem;
- erorile de prognoză a căror evoluție în timp nu poate fi apreciată;
- structura de producție (portofoliul de grupuri) prin care se realizează acoperirea consumului în S.E.N. din punctul de vedere al balanței de combustibili

13.1.3. Dimensionarea rezervei de reglaj terțiar lent

Rezerva terțiară lentă are rolul de a reface rezerva terțiară rapidă necesară și rezerva de reglaj secundar, asigurând echilibrul producție - consum în cazul apariției unui deficit de durată de la programul stabilit.

Timpul în care este mobilizată rezerva terțiară lentă este cuprins între 15 minute și max. 7 ore, în majoritatea cazurilor fiind de ordinul orelor și fiind dat de necesitatea pornirii unor grupuri generatoare sau cazane suplimentare în centralele termoelectrice.

Din acest considerent, rezervă terțiară lentă se dimensionează luând în considerare a doua cea mai mare pierdere posibilă de putere activă în S.E.N:

- 700 MW - puterea corespunzătoare unei unități la C.N.E. Cernavodă (având $P_{nom} \approx 700$ MW) - în cazul funcționării C.N.E. cu două unități;
- 600 MW - dacă există în funcțiune 2 grupuri pe o singură linie de evacuare la C.T.E. Rovinari sau C.T.E. Turceni, respectiv 300 MW dacă nu se întâlnește această situație - în cazul nefuncționării C.N.E. Cernavodă cu două unități.

13.2. Reglementări ENTSO-E

Dezechilibrele dintr-un sistem interconectat pot avea motive diferite. Următoarele tipuri de dezechilibre trebuie luate în considerare (vezi Figura 13 - 1):

- Perturbația sau întreruperea completă a unui modul de generare a puterii, interconexiune HVDC sau consumator - acest tip de dezechilibru este considerat în general pentru calcularea Incidentelor de Referință ale unei zone sincrone sau a unui incident de dimensionare a unui bloc LFC;
- Variația continuă a consumului și generării - perturbații stocastice rapide (zgomot) cauzate de variațiile rapide de consum și generare;
- Estimări provizorii stocastice - perturbații stocastice lente cauzate de erorile de prognoză ale consumului (de exemplu datorită vremii atipice) și generării RES;
- Dezechilibrele deterministe - o perturbație deterministă cauzată de deviația dintre consum și prognoza orară în formă de treaptă, care atinge vârful său la momentul de timp cu cea mai mare schimbare a programelor (fenomen vizibil cel mai bine la schimbul de oră) și determină deviații de frecvență deterministe.
- Divizarea rețelelor - aceste dezechilibre sunt, în general, în afara dimensiunii zonei sincrone, deoarece acestea conduc cel mai probabil la o situație de urgență într-o parte sau în întreaga zonă sincronă, totuși tulburarea este luată în considerare prin formularea constrângerilor geografice .

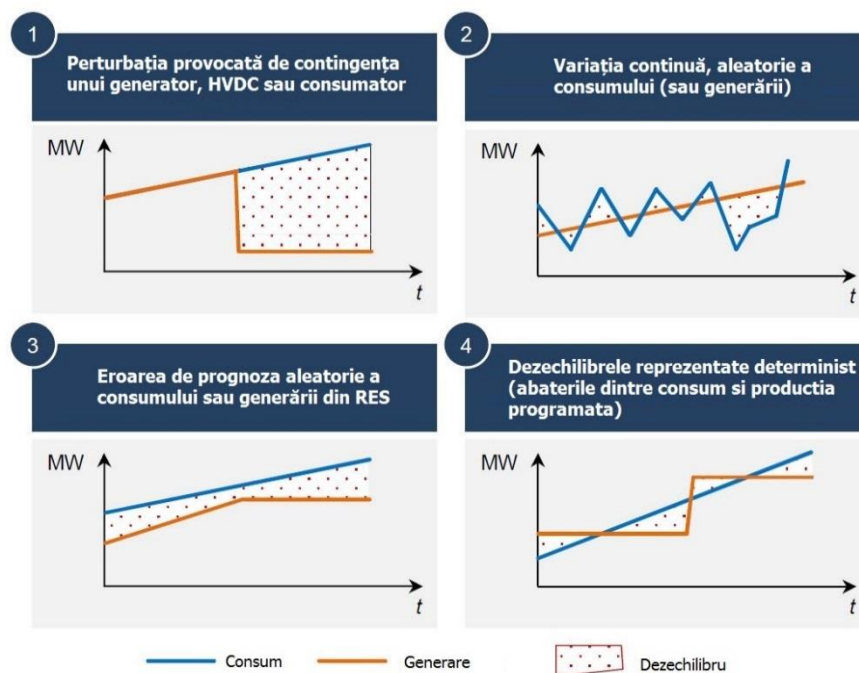


Figura 13-1 Tipuri de dezechilibre considerate la dimensionarea STS

Dimensionarea rezervelor în general trebuie să țină cont de toate efectele corespunzătoare și trebuie să respecte :

- mărimea așteptată a dezechilibrului;
- durata așteptată a dezechilibrului;
- posibila dependență reciprocă a dezechilibrelor; și
- gradientii de dezechilibru.

Secțiunea prezintă tratează metodologiile de dimensionare a *FCR*, *FRR* și *RR* care sunt activate în cadrul proceselor de reglaj al frecvenței și precondiția necesară pentru atingerea calității necesare a frecvenței sistemului.

Documentul de referință, ale cărui articole sunt adresate de subcapitolele următoare este *Codul de Rețea European („Load Frequency Control and Reserves Network Code – LFCR NC”)*, emis de ENTSO-E în anul 2013.

13.2.1. Dimensionare rezervei de stabilizare a frecvenței

Orice dezechilibru între generare și consum într-o rețea conectată sincron, conduce imediat la o deviație de frecvență care crește continuu atâta timp cât există dezechilibrul respectiv. Fără nici o contramăsură, frecvența sistemului ar ajunge la o valoare critică care ar putea să ducă la colapsul rețelei conectate sincron.

Obiectivul rezervei de stabilizare a frecvenței este de a menține un echilibru între generarea și consumul din zona sincronă și de a stabiliza sistemul electroenergetic prin acțiunea comună a unităților capabile de reglaj primar respectiv a grupurilor capabile de reglaj primar. Activarea corespunzătoare a *FCR* conduce, în consecință, la stabilizarea frecvenței sistemului la o valoare staționară după un dezechilibru într-un intervalul de timp de câteva secunde.

În timp ce dezechilibrele aleatoare și abaterile de frecvență deterministe sunt tranzitorii și dispar după câteva minute, un dezechilibru cauzat de o perturbare, întrerupere sau chiar izolare a rețelei este persistent și trebuie acoperit pentru o perioadă de timp relativ mai lungă cu o cantitate adecvată de *FCR*, urmată de activare din alte rezerve (a se vedea și explicațiile rezervelor de restabilire a frecvenței/înlocuire – *FRR*, *RR*).

În ceea ce privește dezechilibrele de putere persistente, se ia în considerare perturbarea/întreruperea generării sau consumului sau a unei interconexiunii HVDC. Criteriul de dimensionare de bază al rezervei de reglaj primar este de a face față *Incidentului de Referință* din zona sincronă prin faptul că este posibilă menținerea frecvenței sistemului în limita abaterii maxime și a stabilizării frecvenței sistemului în cadrul abaterii maxime de frecvență considerate la starea de echilibru.

Incidentul de Referință trebuie să țină cont de abaterea maximă de energie instantanee estimată între generare și consum în zona sincronă și poate fi determinată luând în considerare cel puțin :

- pierderea celei mai mari unitați generatoare de energie;
- pierderea unei secțiuni de linie;
- pierderea unei bare colectoare;
- pierderea celei mai mari sarcini la un punct de conexiune;
- precum și pierderea unei interconexiuni HVDC.

care poate provoca cel mai mare dezechilibru de putere activă cu o contingentă **N-1**.

De-a lungul timpului, criteriul **N-1** s-a dovedit a fi soluția cea mai bună practică pentru GB, IRE și NE și, prin urmare, a fost definită în *art. 43 alin. (5)*.

În sistemele mari, cum ar fi CE (Central Europe), capacitatea ridicată de producție și de consum generează o probabilitate mai mare de apariție a pierderii suplimentare de generare, consum sau alimentare înainte ca sistemul să se fi recuperat de la o pierdere anterioară în cadrul ferestrei de timp prevăzute pentru reglajul primar. De aceea abordarea dimensionării pentru CE necesită o evaluare probabilistică pentru calculul *Incidentelor de Referință*. Evaluarea probabilistică a calculului *incidentelor de referință* a confirmat abordarea cea mai bună implementată în CE de zeci de ani: trebuie utilizat un criteriu **N-2** pentru a determina mărimea *Incidentului de Referință* care este în prezent echivalent cu 3000 MW – fiind reprezentat de două cele mai mari grupuri nucleare de 1500 MW fiecare. Mai mult, *Incidentul de Referință* este simetric, ceea ce înseamnă că, capacitatea de rezervă pozitivă este egală cu capacitatea de rezervă negativă.

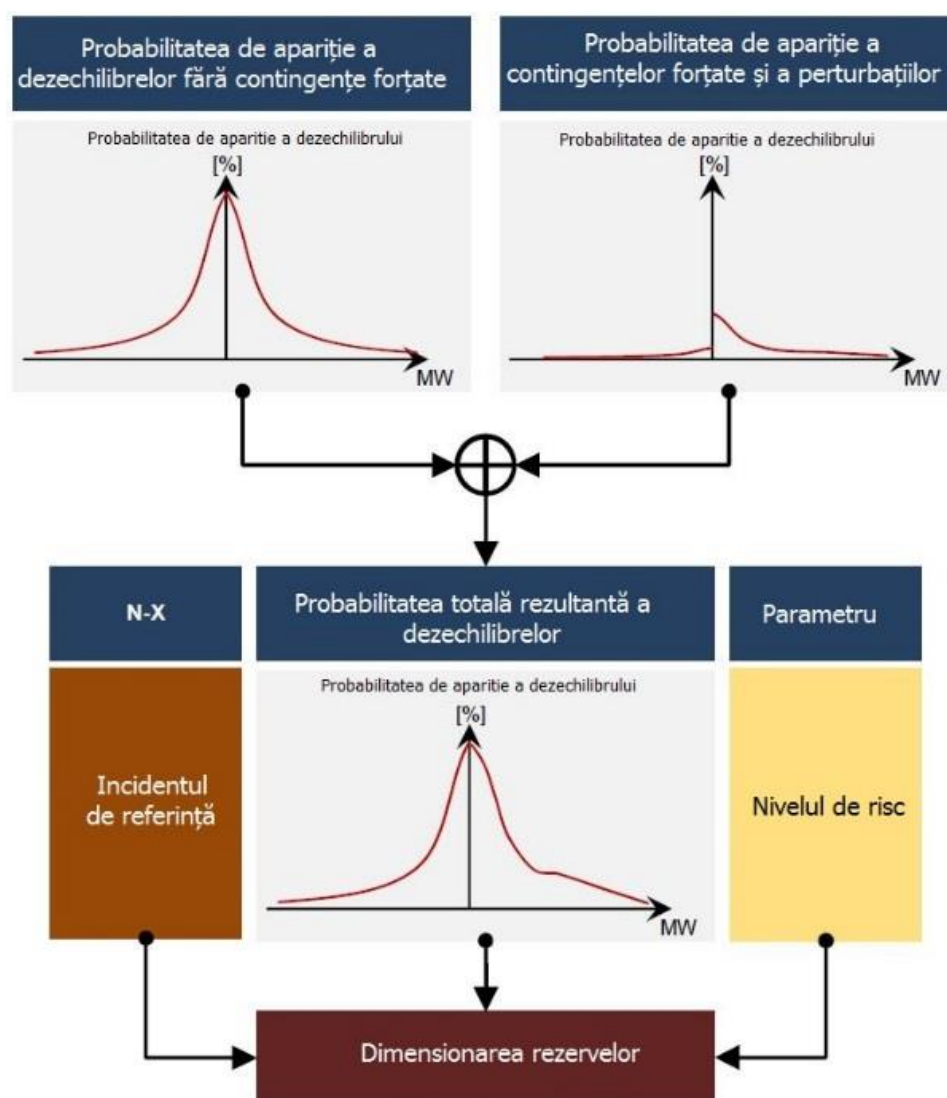


Figura 13-2 Strategia probabilistică de dimensionare a rezervelor

În plus față de *Incidentul de Referință*, probabilitatea epuizării *Rezervei de Reglaj Primar* poate fi calculată prin combinarea probabilității de apariție a perturbațiilor și a întreruperilor instantanee forțate cu probabilitatea utilizării *Rezervei de Reglaj Primar* din cauza erorilor de control a restaurării frecvenței existente (vezi Figura 13-2). *Rezerva de Reglaj Primar* este apoi dimensionată pe baza unui nivel de risc definit de rezerva insuficientă. Această abordare este pusă în aplicare în *LFCE NC* din cauza impactului din ce în ce mai mare al dezechilibrelor persistente, în special dezechilibrelor deterministe care apar datorită optimizării generării bazate pe regulile pieței de energie, care conduc la lipsa de coordonare între generare și consum (modificările consumului sunt continue, pe când modificările generării urmează perioadele contabile programate pe piața de energie).

Pe baza evaluărilor efectuate, a fost aleas pentru CE nivelul de risc intitulat „**odată la 20 de ani**”, [vezi art. 43 alin. (4)].

În cazul regiunilor GB (Marea Britanie) și IRE (Irlanda), datorită volatilității mai ridicate a *Incidentului de Referință*, *rezerva de reglaj primar* este calculată în mod regulat, metodologie care nu face aplicarea abordării probabilistice viabilă, prin urmare numai metoda *incidentului de referință* poate fi aplicată.

În cazul regiunii NE (Northern Europe), calculul dimensiunii *Incidentului de Referință* este, de asemenea, efectuat în mod regulat. Cu toate acestea, datorită creșterii recente a dezechilibrelor deterministe și a abaterilor de frecvență rezultate ca urmare a numărului mare de interconexiuni HVDC, este necesară o evaluare probabilistică a capacității de *Rezervă de Reglaj Primar* pentru o dimensionare corectă.

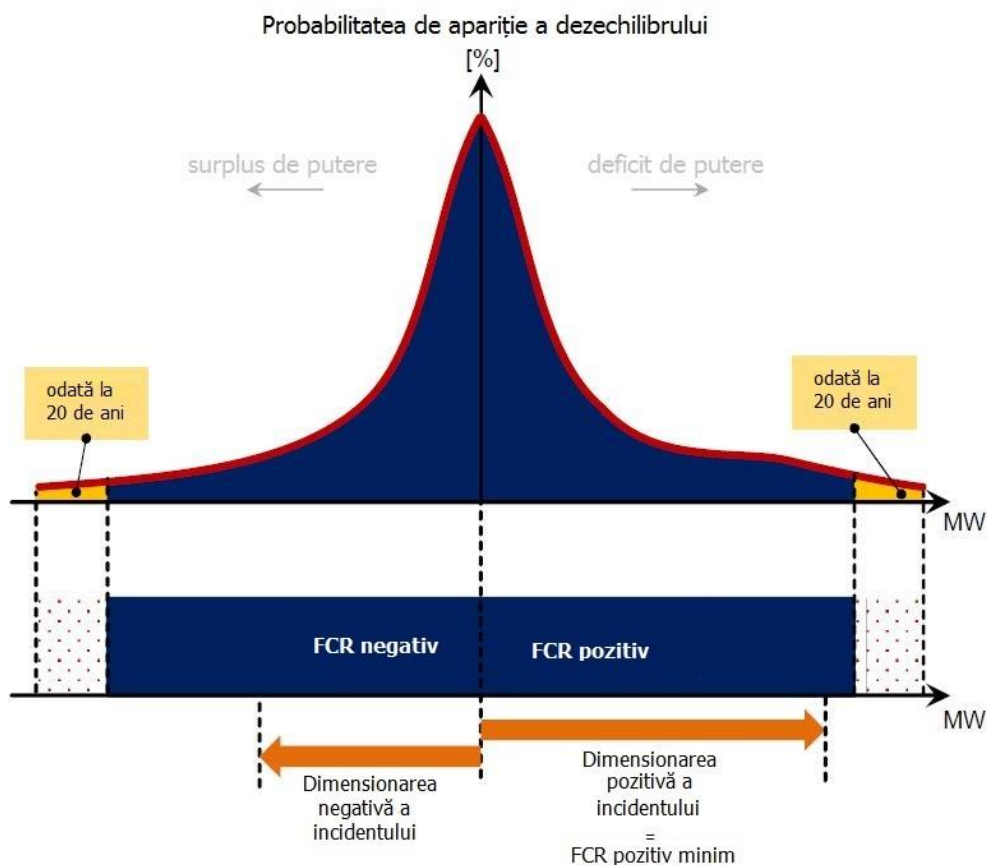


Figura 13-3 Dimensionarea FCR – exemplu fictiv

Figura 13-3 prezintă un exemplu fictiv, simplu pentru aplicarea abordării probabiliste și a *Incidentului de Referință*, așa cum este definit de NC. Pe baza unei funcții de densitate a probabilității calculată ca rezultat din Figura 13-2, capacitatea *Rezervei de Reglaj Secundar* pentru zona sincronă poate fi obținută prin determinarea tuturor dezechilibrelor care se vor produce mai puțin probabil decât nivelul permis de risc („**odată la 20 de ani**”). În același timp, Figura 13-3 prezintă de asemenea un *Incident de Referință* negativ și pozitiv care poate fi utilizat pentru dimensionarea deterministă aplicată în cadrul zonelor GB și IRE.

Valoarea *Rezervei de Reglaj Primar* determinată prin abordarea dimensională este valoarea totală a acesteia necesară pentru întreaga zonă sincronă. Pentru zonele CE și NE un al doilea pas de calcul este realizat pentru a defini responsabilitatea fiecărui operator de sistem de transport pentru a organiza disponibilitatea (conform reglementărilor naționale) a unei părți din capacitatea *Rezervei de Reglaj Primar* totală.

Întrucât, în general, comportamentul generării și al consumului reprezintă baza pentru determinarea *Rezervei de Reglaj Primar* necesare, criteriul de distribuție pentru OTS-urile individuale ar trebui să reflecte generarea și consumul asociate acestora. Rezultatul este *Obligația Inițială de Rezervă de Reglaj Primar*. În plus, pentru repartizarea echitabilă a obligațiilor, metoda de calcul pentru *Obligația Inițială de Rezervă de Reglaj* primar implică o distribuție geografică uniformă a *FCR*.

Metodologia pentru calcularea *Obligației Inițiale FCR* este armonizată pentru zonele CE și NE - în mod evident, deoarece zonele GB și IRE sunt operate numai de un singur operator de transport care răspunde de *FCR* total, nu este necesar să aloce în continuare capacitatea totală *FCR* către organismele de transport constitutive în aceste zone sincrone.

13.2.1.1. ACTIVAREA SI FURNIZAREA FCR (REZERVEI DE REGLAJ PRIMAR)

Această secțiune descrie cerințele pentru unitățile furnizoare de *FCR* și grupurile furnizoare de *FCR* definite de NC *LFCR*, inclusiv disponibilitatea și monitorizarea acestora.

13.2.2. Cerințele minime tehnice ale FCR

O activare adecvată a *FCR* este o condiție necesară pentru asigurarea calității frecvenței sistemului electroenergetic. În consecință, art. 44 alin. (1) din *LFCR NC* stabilește cerințele minime (cerințele tehnice minime *FCR*) pentru acuratețea controlului și comportamentul dinamic al unităților furnizoare de *FCR* și grupurile furnizoare de *FCR*.

Cerințele de acuratețe cuprind :

- acuratețea minimă a măsurării frecvenței de sistem; și
- Insensibilitate inerentă în răspuns al frecvenței și posibila bandă de insensibilitate intențională în răspuns al frecvenței .

Implicațiile cerințelor de acuratețe sunt prezentate în Figura 13 - 4 privind un sistem simplificat de control pentru calcularea activării *FCR* pentru o *Unitate Furnizoare de FCR* sau un *Grup Furnizor de FCR*.

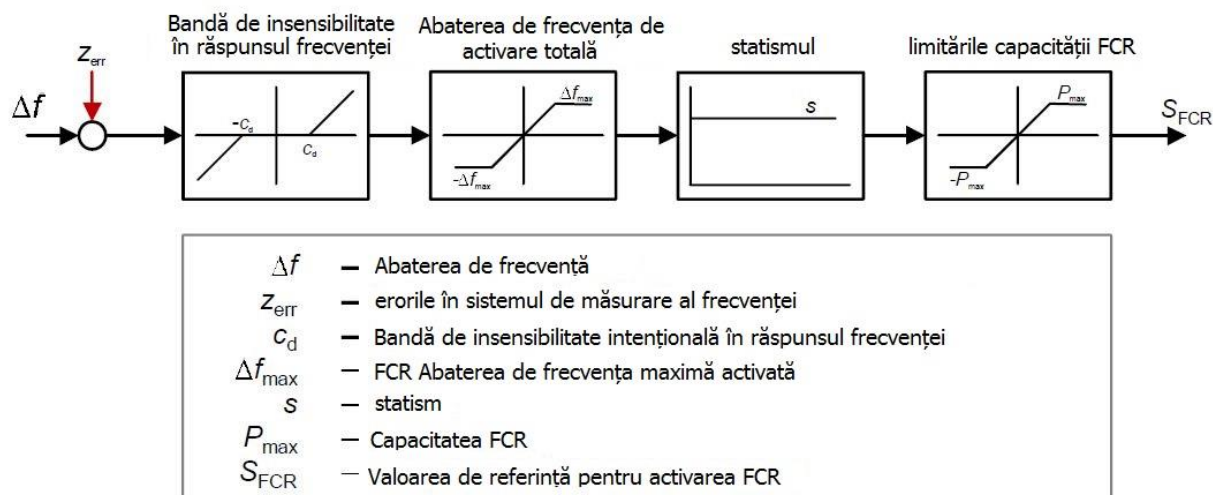


Figura 13 - 4 Implicațiile cerințelor de acuratețe – schema simplificată

Abaterea de frecvență măsurată este suprapusă cu o eroare de măsurare (Z_{err}). Deoarece eroarea de măsurare influențează în mod direct activarea FCR, este esențial să se limiteze amplitudinea sa, care este atinsă prin cerința la o precizie minimă a măsurării frecvenței. LFCR NC definește o valoare armonizată de 10 MHz pentru toate zonele sincrone.

Această valoare a fost definită pe baza observațiilor părților interesate în timpul consultațiilor publice și reflectă starea echipamentelor utilizate în practică în prezent. Datorită evoluției tehnologiei din domeniu și a provocărilor din ce în ce mai mari față de controlul frecvenței de încărcare, LFCR NC include o cerință de a implementa standardul industrial actual. În special, acest lucru înseamnă că echipamentul de măsurare care urmează să fie instalat pentru noile Unități Furnizoare de FCR și pentru Grupurile Furnizoare de FCR ar trebui să aibă ca obiectiv cea mai mare precizie posibilă, cu costuri rezonabile.

A doua cerință din art. 44, alin. (1) permite considerarea unei benzi de insensibilitate intenționată în răspuns al frecvenței (C_d), și în același timp limitează efectul acesteia combinat cu insensibilitatea inerentă în răspuns al frecvenței pentru a se asigura faptul că și abaterile mici de frecvență sunt controlate, iar parametrii țintă de calitate ai frecvenței pot fi îndepliniți. În plus, această cerință garantează și faptul că activarea FCR nu începe prea târziu după apariția unei abateri de frecvență. Trebuie remarcat faptul că limitarea benzii de insensibilitate intenționată în răspuns al frecvenței nu se aplică dacă Unitatea Furnizoare de FCR sau Grupul Furnizor de FCR este obligat de către OTS de Conectare la Rezerve să înceapă activarea după un anumit prag al abaterii de frecvență.

În timp ce banda de insensibilitate intenționată în răspuns al frecvenței este un parametru de control care poate fi schimbat, insensibilitatea inerentă în răspuns al frecvenței este parte fundamentală a modelului de funcționare a reglajului de frecvență, din acest motiv valorile alese de LFCR NC corespund standardelor implementate în prezent.

Abaterea de Activare Completă definește o cerință pentru activare în ceea ce privește abaterea de frecvență și asigură faptul că abaterea maximă de frecvență la starea de echilibru nu este depășită.

Timpul Complet de Activare al *FCR* definește o cerință de activare din punct de vedere al timpului, acesta garantând un gradient de activare suficient pentru a atinge calitatea necesară a frecvenței și pentru a se asigura că abaterea maximă de frecvență instantanee nu este depășită.

Mai mult decât atât, *LFCR NC* cere ca fiecare *Unitate Furnizoare de FCR* sau *Grup Furnizor de FCR* să aibă doar un singur *OTS de Conectare la Rezerve*, ceea ce înseamnă că agregarea acestora este posibilă numai într-o zonă de monitorizare sau în zona *LFC*. Această cerință este necesară pentru :

- evaluarea schimbului de putere și a securității operaționale; și
- calcularea *FRCE* pentru procesul de restaurare a frecvenței dacă zona sincronă conține mai mult de o zonă *LFC*.

13.2.3. Disponibilitate

Activarea corectă a *FCR* este crucială pentru securitatea operațională și, prin urmare, o disponibilitate continuă a *FCR* este foarte importantă. Deoarece întreruperile forțate ale *Unităților Furnizoare de FCR* sau ale *Grupurilor Furnizoare de FCR* nu pot fi prevenite și ar putea pune în pericol securitatea operațională, riscul unei reduceri remarcabile a *FCR* trebuie să fie limitat. *LFCR NC* abordează acest risc prin stabilirea cerințelor pentru :

- Furnizarea *FCR* de către o singură *Unitate Furnizoare de FCR* pentru a limita consecințele unei pierderi a unui modul de generare a energiei, a unei unități de consum sau a unui punct de conectare; și
- capacitatea de a activa *FCR* în cazul unor abateri de frecvență persistente.

Pentru zona CE, capacitatea *FCR* care poate fi furnizată de o singură *Unitate furnizoare de FCR* este limitată la 5% din capacitatea totală *FCR* (în prezent 150 MW). Pentru zonele GB, IRE și NE din cauza volatilității mai mari a sistemelor, pierderea unei *Unități Furnizoare de FCR* trebuie luată în considerare prin dimensionarea continuă a *FCR*.

În ceea ce privește capacitatea de a activa *FCR*, trebuie avute în vedere trei aspecte :

- activarea preconizată a *FRR* și ameliorarea corespunzătoare a *FCR* în intervalul de timp de restabilire a frecvenței;
- eventual, rezervoare de energie delimitate în *Unități Furnizoare de FCR* și în *Grupuri Furnizoare de FCR*; și
- posibilitatea existenței unor perioade de timp cu abateri de frecvență care apar în principal într-o singură direcție.

Cerințele respective din *LFCR NC* iau în considerare toate aspectele prin stabilirea obligației generale de a activa *FCR* atâta timp cât abaterea de frecvență există, totodată acestea permit *Unităților Furnizoare de FCR* și *Grupurilor Furnizoare de FCR* să aibă o capacitate de stocare limitată, atâta timp cât anumite condiții pot fi îndeplinite art. 45 alin. (6).

Fiecare *Unitate Furnizoare de FCR* sau *Grup Furnizor de FCR* cu rezerve de energie care nu este limitată (de exemplu, centrale electrice pe bază de combustibili fosili) va activa *FCR* atâta timp cât abaterea de frecvență persistă sau, cum este cazul regiunilor GB și IRE, până la momentul în care *Unitatea sau Grupul Furnizor de Rezerve* a activat *FRR*.

Dacă rezervorul de energie este limitat, *Unitatea Furnizoare de FCR* sau *Grupul Furnizor de FCR* trebuie să activeze FCR atâta timp cât abaterea de frecvență persistă sau dacă rezervorul de energie este epuizat (sau în cazul regiunilor GB și IRE până când se va activa FRR).

Pentru regiunile CE și NE, *Unitățile Furnizoare de FCR* sau *Grupurile Furnizoare de FCR* cu rezervor de energie limitat trebuie să poată activa capacitatea FCR completă timp de cel puțin 30 de minute și să reîncarce rezervorul în cel mult 2 ore. Pentru regiunile GB și IRE, metodologia de determinare a cerințelor privind disponibilitatea energiei trebuie să fie descrisă în acordul operațional.

13.2.4. Monitorizare

Datorită importanței FCR pentru securitatea operațională, monitorizarea furnizării și activării FCR joacă un rol important în evaluarea funcționării corecte a serviciului de control sarcină-frecvență. Monitorizarea eficientă necesită furnizarea de date corespunzătoare de la furnizori, cu o rezoluție de timp suficientă pentru a putea detecta furnizarea sau activarea neconformă a rezervei. Un exemplu de înregistrare instantanee este dat în Figura 13-5.

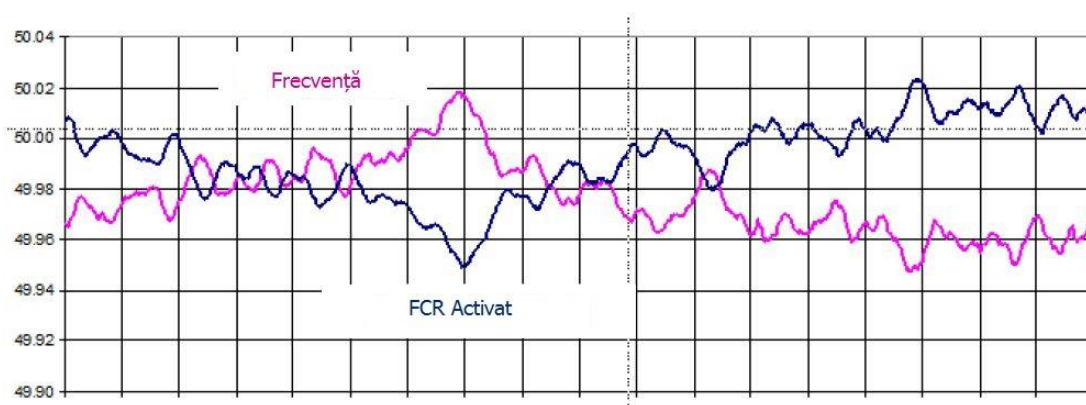


Figura 13-5. Exemplu de date înregistrate instantaneu în scopul monitorizării

În plus, *LFCR NC* definește datele necesare *art. 44 alin.(8)*, luând în considerare flexibilitatea ridicată pentru agregare la nivelul *Unităților Furnizoare de FCR* și a *Grupurilor Furnizoare de FCR* și de asemenea posibilele implicații pentru rețeaua de transport a *OTS-ului de Conectare la Rezerve*. Un prag pentru agregarea furnizării de date este stabilit la 1,5 MW, pragul maxim de capacitate instalată pentru un modul de generare a energiei de tip B care, în conformitate cu *NC RfG*, ar trebui să aibă capacitatea de a furniza date de ieșire legate de puterea activă în timp real.

13.2.4.1. ASPECTE TEHNICE ADITIONALE

În timp ce cerințele tehnice minime FCR sunt pe deplin armonizate în ceea ce privește structura cerințelor și parțial armonizate în ceea ce privește valorile pentru toate zonele sincrone, determinarea aspectelor tehnice suplimentare și detaliate privind furnizarea și activarea FCR este necesară la nivelul zonei sincrone și al *OTS-ului de Conectare la Rezerve* pentru a respecta condițiile fizice limită specifice cum ar fi:

- comportamentul dinamic al frecvenței sistemului în zona sincronă;

- structura și modelul de consum și generare, inclusiv sursele de energie regenerabile;
- tiparele de dezechilibre; și
- structura rețelei de transport care funcționează operate de către *OTS-ul de Conectare la Rezerve*.

Aspecte suplimentare pentru activarea *FCR* ar putea fi, de asemenea, necesare pentru a implementa concepte tehnice care nu sunt încă cunoscute sau pentru a introduce produse specifice. Aspectele respective suplimentare ale *FCR* vor fi aprobate de toate autoritățile naționale de reglementare din zona sincronă și, prin urmare, va fi prevăzută o perioadă de tranziție precum și o consultare cu furnizorul *FCR*.

Aceste aspecte tehnice suplimentare trebuie :

- sa asigure securitatea operațională;
- sa se bazeze pe argumente tehnice transparente;
- sa respecte furnizorul de valori prin *NC RfG*;
- să permită monitorizarea eficientă a *FCR*;
- să fie aprobate de ANR-urile responsabile.

Îndeplinirea cerințelor va fi evaluată în timpul fazei de precalificare.

13.2.5. Dimensionare rezervei de restabilire a frecvenței și rezervei de înlocuire

Secțiunea prezintă descrie metodologia de dimensionare *FRR* (*Frequency Restoration Reserve*) și *RR* (*Replacement Reserve*).

13.2.5.1. INTERDEPENDENȚELE DINTRE *FCR* SI CALITATEA FRECVENȚEI

După cum se știe, orice dezechilibru dintre generarea și consumul de energie electrică activă conduce la o creștere sau scădere persistentă a frecvenței sistemului și, prin urmare, la o abatere de frecvență care trebuie combătută prin activarea *FCR*.

Astfel, există o relație fizică directă între valoarea *FCR*, *FRR* și *RR*, orice dezechilibru care nu este acoperit de *FRR* sau *RR* duce la o abatere de frecvență urmată de activarea comună și automată a *FCR* în întreaga zonă sincronă. Figura 13 - 6 prezintă această interdependență de bază între activarea *FRR* și *RR* și impactul *FCR* asupra calității frecvenței sistemului:

- Cazurile a) e) ilustrează abaterile în timp real între activarea *aFRR*, *mFRR* și *RR* și un dezechilibru în formă de impuls tip treapta. În funcție de dinamica respectivă deviație își modifică dimensiunea și forma. De exemplu, activarea completă a *RR* durează mai mult decât activarea completă a *aFRR* sau *mFRR*, ceea ce duce la un dezechilibru de putere mai mare, care trebuie acoperit de *FCR*.
- Cazul e) prezintă un scenariu cu capacitate de rezervare insuficientă pentru a acoperi dezechilibrul care conduce la o utilizare persistentă a *FCR*.

Este evident că, datorită relației dintre *FRR*, *RR* și frecvența sistemului, suma totală a rezervelor și acțiunile tipurilor de rezervă unică vor avea un impact asupra securității operaționale globale.

Din aceste motive, *LFCR NC* definește cerințele minime pentru dimensionarea *FRR* și *RR* pe baza unei combinații de abordări deterministă și probabilistică, această combinație fiind coerentă cu cerințele de calitate.

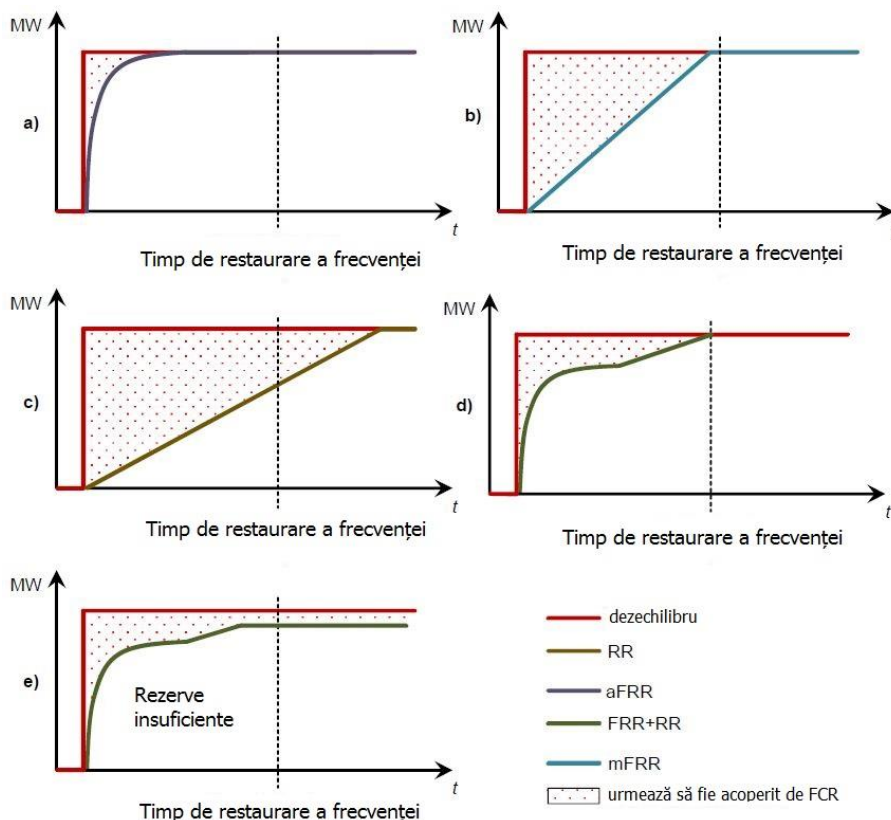


Figura 13-6 Legătura între *FRR* și activarea *RR* și *FCR*

13.2.5.2. METODOLOGIA DE DIMENSIONARE

Astfel *LFCR NC* obligă OTS-ul să efectueze o dimensionare a *FRR* și *RR* la nivelul blocurilor *LFC*. Trebuie precizat faptul că legătura dintre :

- parametrii țintă de calitate a frecvenței și parametrii țintă de eroare de control al restaurării frecvenței; și
- cantitățile de *aFRR*, *mFRR* și *RR*.

Nu poate fi exprimată printr-o formulă matematică simplă. Abordarea adecvată de dimensionare diferă de bloc *LFC* la bloc *LFC* datorită resurselor fizice și dezechilibrelor asociate, din acest motiv *LFCR NC* lasă în mod deliberat alegerea finală către OTS-urile blocului *LFC*. Cu toate acestea, este posibilă definirea obligațiilor pentru OTS ca, condiții limită care permit operatorilor de transport din fiecare bloc *LFC* :

- să asigure că *FRR* și *RR* disponibile pentru OTS din blocul *LFC* sunt suficiente pentru a garanta o funcționare sigură;
- să respecte ținta de calitate a blocului *LFC* și sub-țintele zonelor *LFC* singulare;
- să contribuie la calitatea globală a frecvenței sistemului.

Figura 13-7 ilustrează componentele *Regulilor de Dimensionare FRR* (art. 46 din *LFCR NC*) și ale *Regulilor de Dimensionare RR* (art. 48 din *LFCR NC*) bazate pe un exemplu fictiv simplu. Similar cu dimensionarea *FCR*, valorile minime pentru *FRR* și *RR* necesare pentru regiunile CE și NE se bazează pe o combinație de :

- evaluare deterministă bazată pe Incidentul de dimensionare pozitiv și negativ [art. 46 alin. (2) litera (e) și art. 46 alin. (2) litera (f)]; și
- evaluare probabilistică a înregistrărilor istorice pentru cel puțin un an întreg [art. 46 alin. (2) litera (a) și art. 46 alin. (2) litera (b)].

Abordarea deterministă impune ca capacitatea *FRR* să nu fie mai mică decât incidența dimensionării (separate pentru direcția pozitivă și negativă).

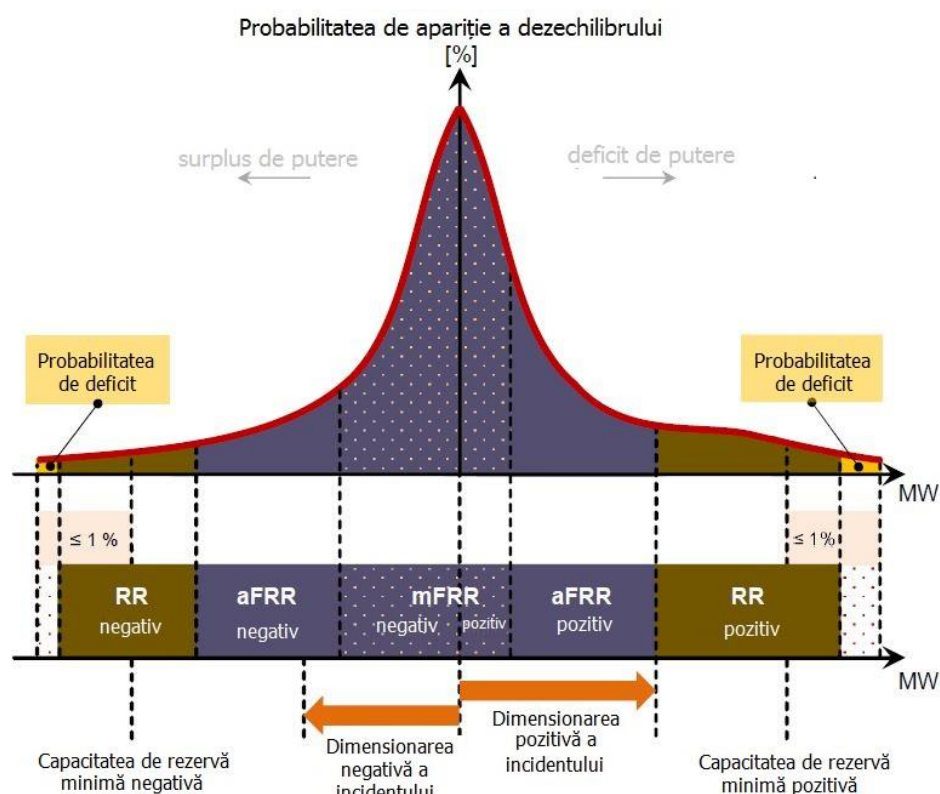


Figura 13 - 7 Dimensionarea *FRR* și *RR* – exemplu fictiv

În general, aceasta reprezintă declanșarea celei mai mari unități de generare pentru direcția pozitivă și cea mai mare facilități de consum pentru direcția negativă, în anumite blocuri *LFC* o interconexiune HVDC ar putea fi elementul determinant pentru *Incidentul de Dimensionare*.

Pentru evaluarea probabilistică, *LFCR NC* definește o valoare minimă pentru suma capacității *FRR* și a capacității *RR* [art. 46, alin. (2), litera (h) și art. 46, alin. (2), litera (i)] care este definită de cuantificarea a 99% din dezechilibrele asociate blocului *LFC* (separat pentru direcția pozitivă și negativă).

În exemplul prezentat în Figura 13 -7, cantitățile de 99% sunt mai mari decât incidentele de dimensionare respective și, prin urmare, determină suma totală a capacității *FRR* și a capacității *RR*. Cantitatea 99% este o valoare minimă și poate fi armonizată pentru toate blocurile *LFC*. În același timp, exemplul arată că pentru un anumit bloc *LFC* este în general necesar să se depășească valorile minime definite de *LFCR NC*:

- să respecte parametrii țintă *FRCE* [art. 46 alin. (2) litera (b) și art. 48, alin. (3), litera (c)];
- să respecte constrângerile de rețea din cadrul unui bloc *LFC* [art. 46, alin. (2), litera (g)]; și
- să ia în considerare toți factorii care pot conduce la indisponibilitatea *FRR* sau a *RR* (de exemplu, în cazul în care rezervele nu sunt disponibile din alte zone *LFC* sau sunt partajate).

Mai mult, timpii de răspuns diferiți ai *aFRR*, *mFRR* și *RR* trebuie de asemenea luați în considerare la dimensionarea rezervelor conducând la cotele respective (în exemplu, cota *aFRR* și *RR* este mai mare în direcția pozitivă). Pe baza capacității de transport disponibile, poate fi necesară o anumită distribuție și o anumită sumă a rezervelor *FRR* și *RR* în cadrul unui bloc *LFC*.

Pentru regiunile GB și IRE se aplică numai abordarea deterministă datorită volatilității sistemelor. În plus, capacitatea *RR* va fi dimensionată nu numai ca suport pentru *FRR*, ci și pentru activarea *FCR* [art. 48 alin. (3), litera (b)].

În cazul Irlandei, rezervele *FRR* sunt dimensionate pentru a acoperi exact incidentul de referință care este cea mai mare singură interconexiune. Astfel, după 90 de secunde *FCR* cu o cantitate de putere suplimentară devine *FRR*. Deoarece această cantitate de putere suplimentară combinată se însumează numai pentru cea mai mare singură alimentare din interconexiune, înseamnă că pentru *Incidentul de Referință FRR* nu poate înlocui *FCR*, iar OTS trebuie să se bazeze pe rezervele de reglaj terțiar pentru a înlocui *FCR*.

13.2.5.3. VALOAREA ADAUGATA LA LFCR NC

Valoarea adăugată oferită de *LFCR NC* constă în armonizarea terminologiei, metodologiilor și procedurilor de dimensionare, în timp ce fizica care definește particularitățile zonelor sincrone unice este respectată.

Valorile care nu sunt definite de *LFCR NC* sunt supuse aprobării *Autorității de Reglementare (AR)*.

13.2.6. Cerințele tehnice pentru furnizarea rezervelor

Acest capitol descrie cerințele tehnice pentru furnizarea *FCR*, *FRR* și *RR* sunt utilizate ca referință generală, în special pentru a defini relația dintre conceptele tehnice respective ale unitatii de generare a puterii și unității de consum, pe de o parte, și unitatea furnizoare de rezerve și grupul furnizor de rezerve, pe de altă parte. Cu toate acestea, trebuie să se țină seama de faptul că, deși cerințele Codului de Rețea (NC) definesc capacitățile tehnice fundamentale ale noilor instalații tehnice, cerințele specifice *FCR* sunt definite pentru toate unitățile furnizoare de rezerve și grupurile furnizoare de rezerve, pentru a asigura o armonizare tehnică a disponibilității, precum și activarea și monitorizarea rezervelor active de putere.

13.2.6.1. UNITATE FURNIZOARE DE REZERVĂ DE REGLAJ PRIMAR SI GRUP FURNIZOR DE REZERVĂ DE REGLAJ PRIMAR

În general, rezervele pot fi furnizate prin ajustarea generării sau consumului de energie activă. În consecință, cerințele NC pentru furnizarea de rezerve se bazează pe definițiile pentru *Unitatea de Generare a Energiei* și *Unitatea de Consum*. Deoarece aceste definiții sunt esențiale pentru înțelegerea conceptelor de *Unitate Furnizoare de Rezervă* și *Grup Furnizor de Rezervă*, în special, de agregare, acestea sunt prezentate pe scurt în primul subcapitol înainte de explicarea conceptelor de *Unitate Furnizoare de Rezervă* și *Grup Furnizor de Rezervă*.

13.2.6.1.1. Modulele de generare de putere si modulele de consum

Figura 13 -8 ilustrează definiția *Unității de Generare a Energiei* și a *Unității de Consum*.

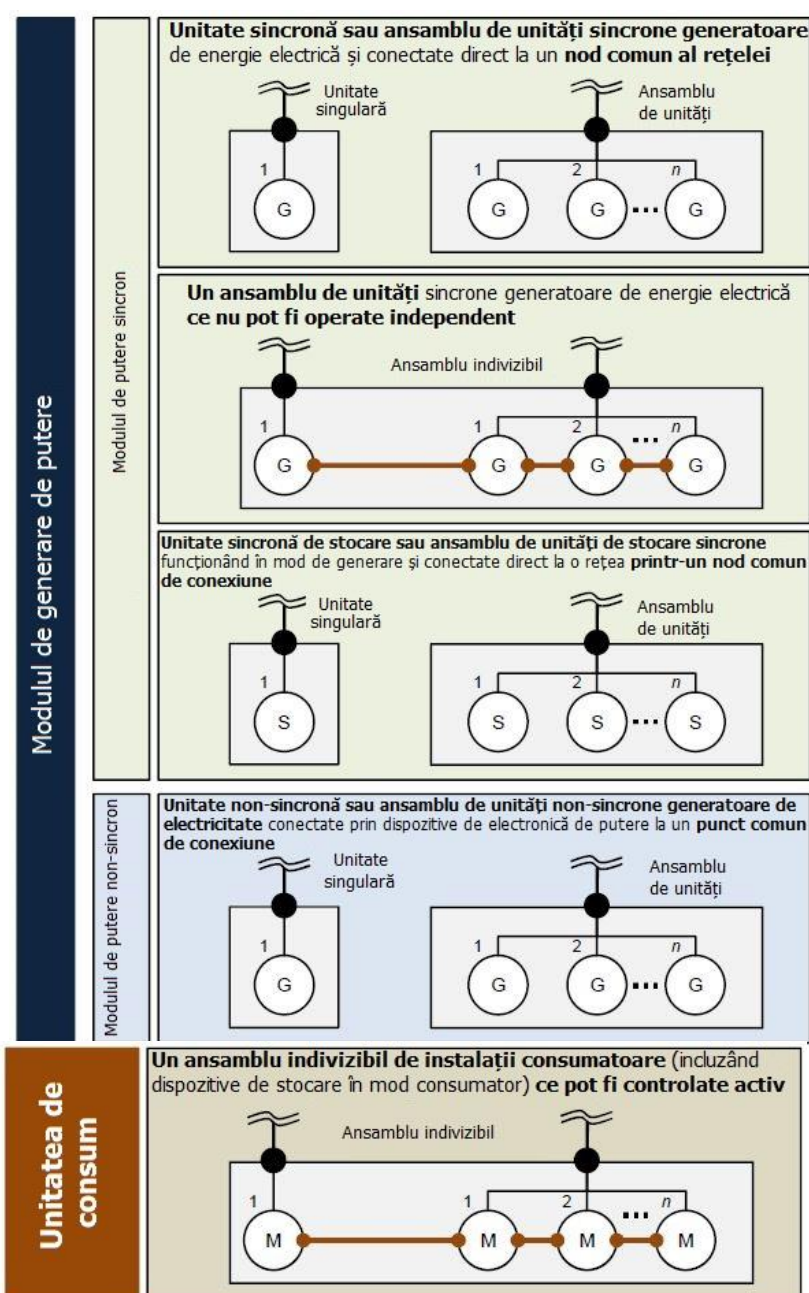


Figura 13 – 8 Modulul de generare al puterii si Unitatea de consum

Un *Modul de Generare al Puterii* poate fi, fie un *modul sincron de generare al puterii*, fie un *modul non-sincron de generare al puterii*.

Un *modul sincron de generare al puterii* poate consta din una sau mai multe unități generatoare indivizibile conectate la un punct comun de conectare la rețea. Aceeași abordare este folosită pentru dispozitivele de stocare în modul de generare. Mai mult, în conformitate cu definiția exactă a acestuia, un *modul sincron de generare al puterii* poate fi conectat prin mai multe puncte de conectare dacă unitățile generatoare nu pot fi operate independent (de exemplu, instalația turbinei cu gaz combinat).

Un *modul non-sincron de generare al puterii* este asemănător unui *modul sincron de generare al puterii*, cu diferența că unitățile generatoare ale acestuia sunt conectate prin intermediul electronicii de putere.

O *unitate de consum* reflectă definiția unui *modul generator de energie* și reprezintă un set indivizibil de instalații care pot fi controlate pentru a modera cererea de energie electrică (aceasta include dispozitivele de stocare în regim de consumator).

13.2.6.1.2. Unitate furnizoare de rezerva de reglaj primar

LFCR NC definește o *unitate furnizoare de rezerve* după cum urmează:

„Unitatea furnizoare de rezerve înseamnă un singur modul sau o agregare a modulelor de generare a puterii și / sau a unităților de consum conectate la un punct comun de conectare care îndeplinește cerințele FCR, FRR sau RR.”

Ca o consecință, prin definiție o *unitate furnizoare de rezerve* permite deja agregarea mai multor dispozitive de generare sau de consum atasate unui singur punct comun de conectare (așa cum se arată în figura 13 - 9) și, desigur, supusă îndeplinirii cerințelor tehnice asociate rețelei.

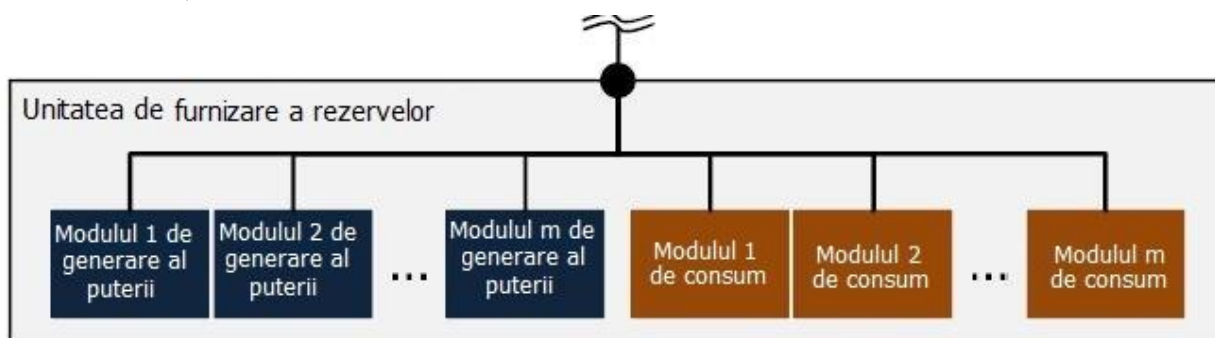


Figura 13 - 9 Unitatea furnizoare de rezerve

Figura 13 - 10 prezintă scenariile posibile pentru *unitățile furnizoare de rezerve* care constau în unul sau mai multe module de generare a energiei și unități de consum. De exemplu, o *unitate furnizoare de rezerve* ar putea fi formată dintr-o instalație controlabilă utilizată ca *modul de generare al energiei*, care constă din centrale solare și o baterie.

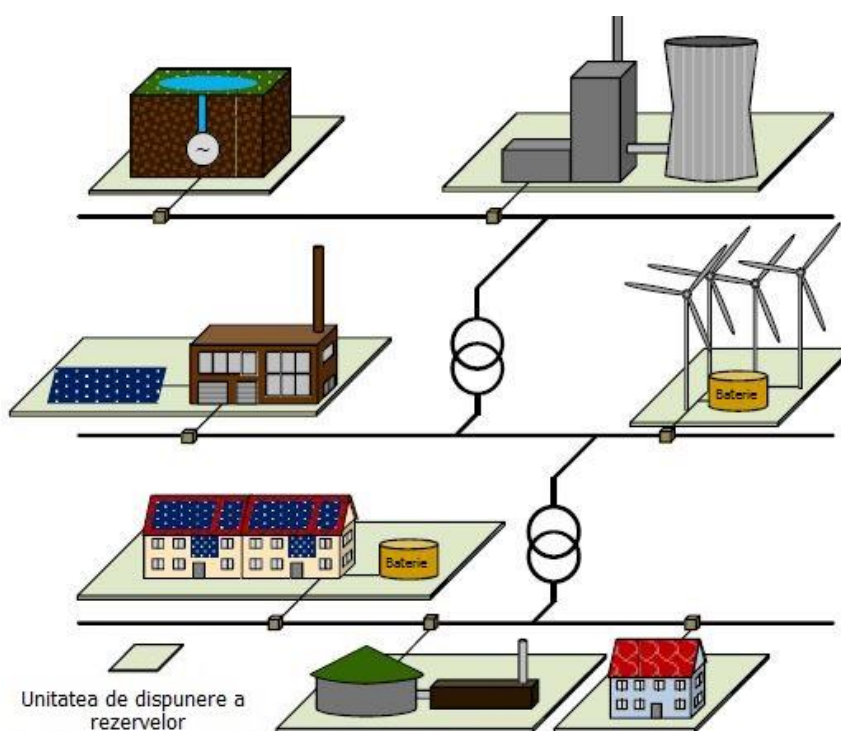


Figura 13 - 10 Posibilitati de agregare in cadrul unei unitati furnizoare de rezerve

Așa cum demonstrează exemplele din Figura 13 -10, *LFCR NC* definește un concept de viitor pentru asigurarea de rezerve care să permită și să încurajeze integrarea generării RES și cererii bazate pe RES în cadrul de sistemului de control al frecvenței de încărcare.

13.2.6.1.3. Grupuri furnizoare de rezerva de reglaj primar

LFCR NC definește un *grup furnizor de rezerve* după cum urmează:

„Grupul furnizor de rezerve înseamnă o agregare a modulelor de generare a energiei, a unității de consum și / sau a unităților furnizoare de rezervare conectate la mai multe puncte de conectare care îndeplinesc cerințele pentru FCR, FRR sau RR.”

În consecință, un *grup furnizor de rezerve* permite o agregare a instalațiilor de generare și de consum conectate la rețea în orice moment. Definiția menționează în mod explicit că un grup care furnizează rezerve poate include :

- atat unitățile furnizoare de rezerve care îndeplinesc doar cerințele tehnice (fără agregare suplimentară în cadrul unui grup care furnizează rezerve); cat si
- *Modulele de generare a puterii și unitățile de consum* care îndeplinesc cerințele numai ca grup de furnizare a rezervelor.

După cum se observa în Figura 13 - 11, conceptul de *grup furnizor de rezervă* este foarte flexibil. În special, trebuie remarcat faptul că definiția însăși nu impune condiții geografice sau de altă natură pentru constituirea agregatelor. Prin urmare, *grupurile furnizoare de FCR* pot fi excluse de la furnizarea rezervelor de către *OTS-ul de conectare la rezerve* care face obiectul aprobării NRA și pe baza unor argumente tehnice legate de securitatea operațională care ar putea fi afectate de distribuția geografică a rezervelor.

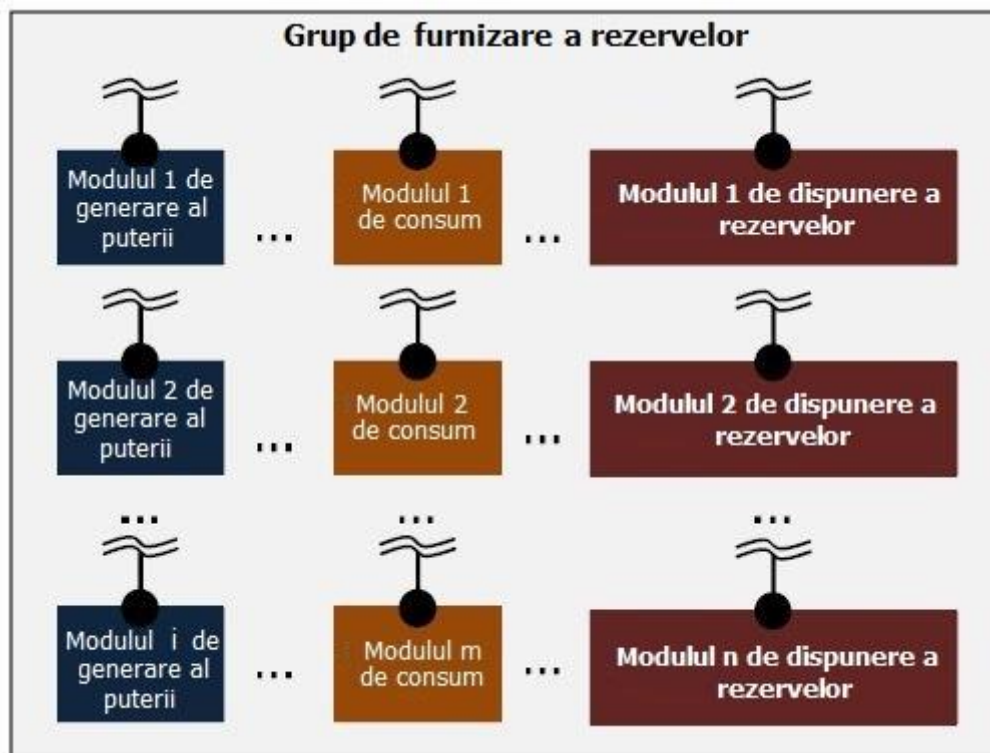


Figura 13 – 11 Grup furnizor de rezerve

13.2.6.2. ACTIVAREA SI FURNIZAREA FRR (REZERVEI DE REGLAJ SECUNDAR) SI RR (REZERVA DE REGLAJ TERTIAR)

Prezenta secțiune descrie cerințele pentru *unitățile furnizoare de FRR* și *RR*, precum și *grupurile furnizoare de FRR* și *RR* definite de *LFCR NC*, inclusiv disponibilitatea și monitorizarea (art. 47 și art. 49).

13.2.6.2.1. Cerintele minime tehnice ale rezervei de reglaj secundar

Procesul de restaurare a frecvenței este implementat la nivelul unei zone *LFC*. În același timp, obiectivul de calitate pentru procesul de restaurare a frecvențelor este definit pentru blocul *LFC* corespunzător (care poate corespunde uneia sau mai multor zone *LFC*). *LFCR NC* definește în mod explicit două cerințe armonizate principale pentru toate zonele sincrone:

- Timpul maxim de activare *FRR* trebuie să fie cel mult egal cu timpul de restabilire al frecvenței [art. 46, alin. (2), litera (c)];
- Întârzierea activării *FRR* automată trebuie să fie de cel mult 30 s [art. 47, alin. (1), litera (c)].

În ceea ce privește *FCR*, din cauza zonelor sincrone diferite, cerințele tehnice minime *FRR* trebuie să țină cont de diferitele condiții limită ale zonelor *LFC* unice și ale blocurilor *LFC* (structura de generare și consum, surse regenerabile, tiparele tipice de dezechilibru). Prin urmare, *LFRR NC* definește un cadru armonizat pentru cerințe și lasă loc pentru detalii suplimentare care trebuie definite la nivelul blocurilor *LFC* și al zonelor *LFC* pentru a asigura eficiența rezervelor.

Cerințele tehnice minime *FRR* trebuie :

- să asigure securitatea operațională;
- să permită îndeplinirea parametrilor-țintă *FRCE*;
- să se bazeze pe argumente tehnice transparente;
- să respecte valorile furnizate de NC RfG;
- să permită monitorizarea eficientă a *FRR*;
- să fie aprobate de ANR-urile responsabile.

Îndeplinirea cerințelor va fi evaluată în timpul fazei de precalificare.

13.2.6.2.2. Cerințele minime tehnice ale rezervei de reglaj terțiar

Ca proces opțional, *RR* poate fi utilizat pentru înlocuirea și / sau susținerea *FRR* activat într-o zonă *LFC*. Atunci când *RR* este dimensionat în comun cu *FRR*, acesta devine o parte a procesului de restaurare, prin urmare ar trebui să permită, de asemenea, îndeplinirea parametrilor țintă *FRCE*.

O zonă *LFC* va alege să implementeze *RR* în funcție de fereastra sa operațională, în care BRP (Balance Responsible Party) nu își pot restabili dezechilibrele. Într-adevăr, cu cât această fereastră operațională este mai lungă, BRP-urile ulterioare vor putea fi echilibrate. În cazul în care o zonă *LFC* a implementat doar un FRP, *FRR* activat va fi înlocuit cu o oră sau două ore mai târziu, iar zona nu va fi capabilă să facă față unui alt dezechilibru. Se poate întâmpla, de altfel, ca aceste dezechilibre să fie prognozate în această fereastră. În ambele cazuri, folosirea *RR* este necesară fie pentru a înlocui *FRR* activat, fie pentru a împiedica activarea *FRR*.

Pentru toate aceste motive, cerințele tehnice minime *RR* vor depinde de modul de funcționare al fiecărei zone *LFC*. Prin urmare, acestea vor fi definite în acordurile multilaterale și vor :

- asigurarea securității operaționale;
- permite îndeplinirea parametrilor-țintă *FRCE*;
- să se bazeze pe argumente tehnice transparente;
- permite înlocuirea *FRR* (și, dacă este cazul, *FCR*);
- să fie aprobate de ANR-urile responsabile.

Pentru regiunile GB și IRE, *FRR* se bazează în cea mai mare parte pe aceeași capacitate ca și *FCR*. O unitate poate furniza *FCR* și *FRR*, dar în aceeași cantitate de MW, definiția acestora se va schimba în funcție de timp. Prin urmare, în regiunile GB și IRE, *RR* va înlocui *FRR* și *FCR* activate.

Îndeplinirea cerințelor va fi evaluată în faza de precalificare.

13.2.6.2.3. Disponibilitate

Pentru a respecta prevederile procesului de dimensionare a *FRR* și *RR*, OTS trebuie să definească cerințele de disponibilitate pentru fiecare tip de rezervă în funcție de aceasta.

Mai mult, deoarece aceste rezerve sunt esențiale pentru a îndeplini obiectivele *FRCE* și pentru a restabili echilibrul sistemului așteptat înainte ca BRP-urile să o poată face, Furnizorii trebuie să ofere informații legate de contingente în timp real OTS-ul care le instruește, astfel încât acesta să poată lua măsuri de remediere.

13.2.6.2.4. Monitorizare

Monitorizarea furnizării și activării *FRR* și *RR* este foarte relevantă nu numai pentru evaluarea activării *FRR* și *RR*, este de asemenea necesară funcționarii în timp real a procesului de restaurare a frecvenței, dimensionarea și implementarea procesului de compensare a dezechilibrelor, activarea procesului de *FRR* transfrontalier și procesul de *RR* transfrontalier. Pentru a permite monitorizarea eficientă și pentru a pune bazele proceselor de control transfrontalier, *LFCR NC* definește cerințele de furnizare a datelor care sunt armonizate pentru toate zonele sincrone.

13.2.6.2.5. Procesul de precalificare

Orice potențial furnizor de rezerve are dreptul să aplice în mod oficial o combinație de module de generare a puterii și / sau unități de consum spre a fi precalificate, proces care este definit de *LFCR NC* după cum urmează:

Precalificarea înseamnă procesul de verificare a conformității unei unități furnizoare de rezerve sau a unui grup furnizor de rezerve de tipul *FRR*, *FRR* sau *RR* cu cerințele stabilite de OTS în conformitate cu principiile stipulate în acest cod.

Figura 13-12 prezintă etapele de bază ale *Procesului de Precalificare*. Fiecare potențial furnizor de rezervă are dreptul de a aplica pentru *Procesul de Precalificare* susținut de OTS-ul de conectare la rezerve (în cazul schimbului de *FRR* sau a schimbului de *RR* un alt OTS poate fi numit de către OTS pentru a procesa *Precalificarea*). Operatorul de sistem trebuie să evalueze îndeplinirea cerințelor tehnice și să declare precalificarea aprobată sau să propună amendamente care pot fi puse în aplicare de potențialul furnizor de rezerve.

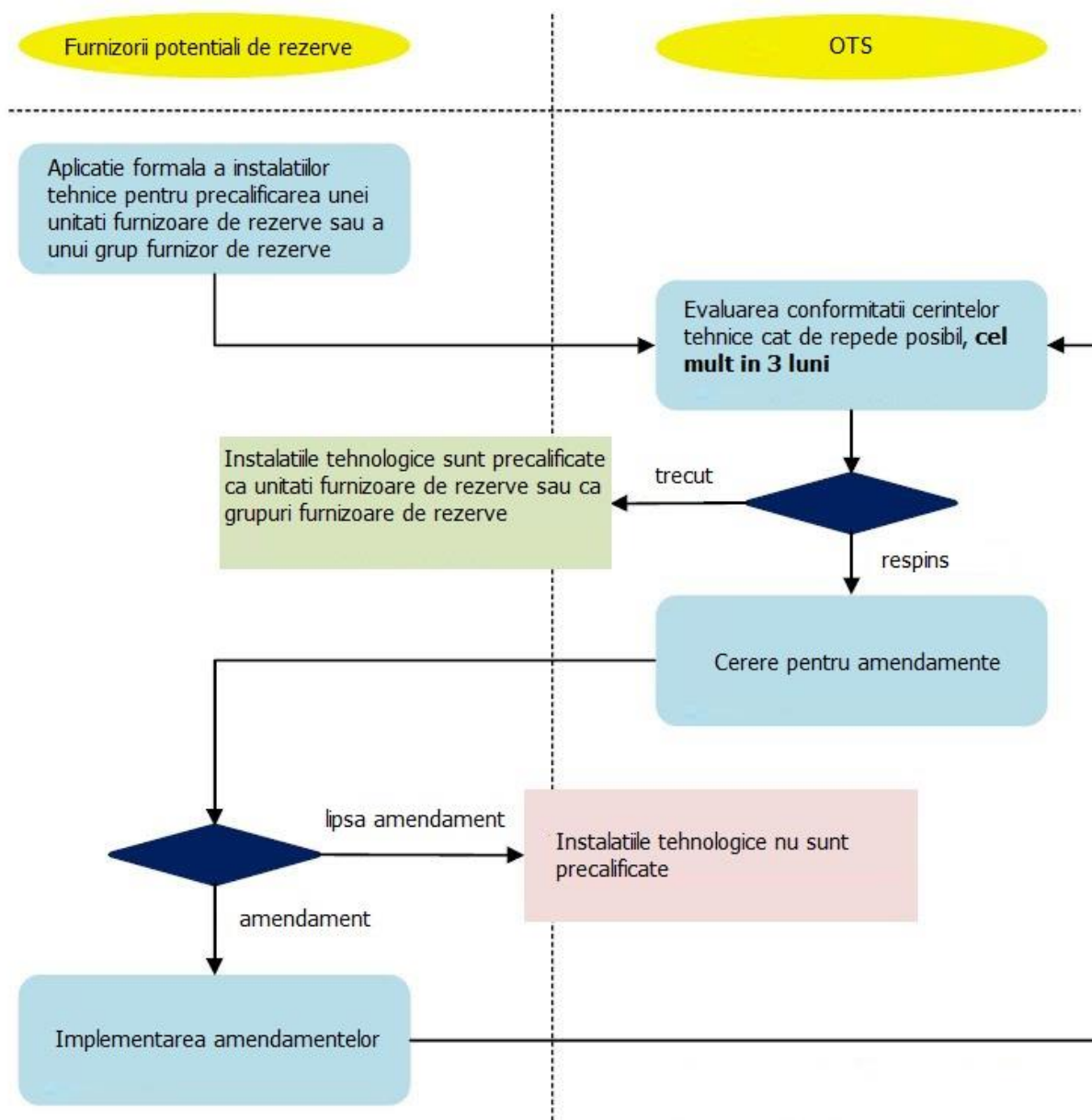


Figura 13 - 12 Procesul de precalificare

13.2.6.2.6. Cooperarea cu OSD-urile (operatorii de distributie de energie electrica)

După cum se arată în Figura 13-8, o *Unitate Furnizoare de Rezerve* sau un *Grup Furnizor de Rezerve* poate fi conectat la orice nivel de tensiune, inclusiv rețelele de distribuție operate de OSD. Pentru a facilita și permite furnizarea FCR, FRR și RR de la generarea distribuită, LFCR NC trebuie să abordeze cooperarea cu OSD -urile conforme în rolul său de OSD de conectare la rezervă (art. 68) :

OSD-ul de conectare la rezerva înseamnă OSD-ul responsabil de sistemul de distribuție la care este conectată o unitate furnizoare de rezervă sau un grup furnizor de rezervare care furnizează rezerve unui OTS.

Cooperarea trebuie sa se bazeze pe argumente tehnice și proceduri transparente aprobate de legislația aplicabilă care permit o abordare flexibilă pentru integrarea generării distribuite ca rezerve prin implementarea schimbului de informații în timp real și ex-ante, precum și posibilitatea de a evalua impactul din rezervele active de putere pe rețeaua de distribuție și să permita setarea limitele corespunzătoare dacă este necesar în scopul menținerii Securității operaționale.

OTS-ul și OSD-ul de Conectare la Rezerve definesc în mod obișnuit procedurile aplicabile pentru livrarea rezervelor de către Unitățile care Furnizează Rezerve și Grupurile Furnizoare de Rezerve situate în rețelele de distribuție.

13.2.6.2.7. Valoarea adăugată a LFCR NC

LFCR NC oferă o valoare adăugată prin armonizarea termenilor la nivel european. Mai mult, flexibilitatea de a agrega modulele de generare a energiei electrice și a unităților de consum în cadrul unităților furnizoare de rezervă și grupurilor furnizoare de rezerve facilitează participarea unităților de generare distribuite bazate pe SRE, precum și a consumatorilor controlabili.

14. METODOLOGIA DE DIMENSIONARE A REZERVELOR DE PUTERE

14.1. Sfera de aplicare

Metodologia propusă pentru dimensionarea rezervelor de putere este corelată cu prevederile ENTSO-E privind dimensionarea rezervelor de putere activă, realizând astfel tranziția de la modul curent de definire și dimensionare a serviciilor de sistem tehnologice la cel stipulat în reglementările europene de profil (ENTSO-E).

Metodologia se va aplica de către CNTEE Transelectrica SA și acoperă integral conturul SEN. Metodologia este concepută cu scopul planificării, în vederea constituirii rezervelor de putere necesare pentru efectuarea serviciilor de sistem la nivelul SEN.

14.2. Orizontul de timp

Orizontul de timp propus pentru calculul de dimensionare a rezervelor pentru fiecare tip de serviciu de sistem tehnologic este de 1 an calendaristic. Momentul propus pentru efectuarea calcului de dimensionare a rezervelor de putere este în decursul ultimelor 3 luni ale anului calendaristic anterior anului pentru care se efectuează calculul de dimensionare.

14.3. Sezonalitatea rezervelor de putere

În conformitate cu cerințele CS, metodologia va dimensiona în mod diferențiat nivelul rezervelor de putere activă pentru fiecare tip de STS între sezonul de iarnă și de vară, la vârful, respectiv golul de sarcină. Prin urmare, modul de lucru propus va face distincție între sezoane și respectiv vârful / golul de sarcină.

Această structură sezonieră este necesar a fi implementată de asemenea și în modelul de simulare probabilistic utilizat ca principal instrument de lucru pentru dimensionarea rezervelor de putere.

14.4. Instrumente de lucru

Este absolut necesar ca dimensionarea rezervelor să se realizeze prin utilizarea unui model de simulare cu componentă probabilistică, pentru a permite generarea aleatoare de valori de dezechilibru producție/consum, în vederea dimensionării fiecărui tip de STS.

Modelul de simulare va considera structura parcului de grupuri generatoare existent, cu disponibilități anuale și puteri maxim disponibile distincte, precum și parcul de grupuri generatoare calificate pentru furnizarea STS.

Pentru a răspunde nevoilor de dimensionare a rezervelor de putere modelul de simulare va trebui să îndeplinească următoarele cerințe:

- să implementeze fidel structura și volumul grupurilor generatoare existente în anul analizat la nivelul SEN, cu considerarea puterilor maxim disponibile nete și minime absolute ale fiecărui grup, respectiv structura parcului grupurilor calificate pentru furnizarea STS, cu considerarea semibenzilor de reglaj primar;
- să permită simularea acoperirii curbei de sarcină pe conturul SEN, cu implementarea următoarelor variabile aleatoare:
 - oprirea neplanificată a grupurilor termo/nucleare/pe biomasă cu rate de defectare medii prestabilite;
 - producția din RES (eolian, fotovoltaic)
 - cererea de consum;
 - soldul export / import
- să permită calculul probabilistic (cu metoda Monte-Carlo) al dezechilibrelor pozitive / negative între producție și consum la nivelul unui an calendaristic, precum și diferențiat pentru sezoanele de iarnă/vară, la vârful și golul de sarcină;
- să calculeze automat intervalele de încredere (90%, 99%) asociate valorilor acestor dezechilibre;
- să calculeze automat valorile medii probabilistice pentru rezervele de putere activă, diferențiate după următoarele criterii:
 - tipul resursei primare utilizate de grupul generator pentru producerea energiei electrice (termo, hidro);
 - sezon (iarnă/vară);
 - gol/vârf de sarcină
- să implementeze și să calculeze în conformitate cu prevederile reglementărilor ENTSO-E rezervele de putere pentru următoarele tipuri de STS, diferențiate după criteriile expuse mai sus:
 - Rezerva de stabilizare a frecvenței (*FCR*);
 - Rezerva de restabilire a frecvenței cu activare automată / manuală (*aFRR* / *mFRR*);
 - Rezerva de înlocuire (*RR*).
- să permită izolarea regimurilor critice de funcționare sezoniere iarnă/vară, precum și calculul rezervelor de putere necesare asociate acestor regimuri;
- să includă un modul de verificare a corectitudinii introducerii datelor de intrare;
- să includă un modul de prezentare a rezultatelor rulării modelului probabilistic de simulare.

14.5. Date de intrare

Datele de intrare utilizate în cadrul modelului de simulare constau în informații privind structura parcului de grupuri generatoare, puterile maxime disponibile/minime absolute ale acestora, costurile unitare de generare a energiei electrice, grupurile calificate pentru furnizare de STS, etc (vezi tabelul următor).

Nr.crt.	Categorii de date de intrare	UM
1	Capacități instalate grupuri generatoare existente	MW
2	Capacități puneri/scoateri în/din funcțiune grupuri generatoare	MW
3	Puteri maxim disponibile / minim absolute grupuri generatoare	MW
	Puteri calificate furnizare STS ale grupurilor generatoare	MW
4	Costuri unitare de generare grupuri	RON/MWh
5	Durate normate de reparații planificate grupuri generatoare	Zile
6	Rate de defectare (indici durată reparații neplanificate) grupuri generatoare	%
7	Proгноza cererii de consum, valori brute	MW
8	Proгноza puterii contractate pentru exportul / importul de energie	MW

14.6. Etapele componente ale metodologiei

Aplicarea metodologiei de dimensionare a rezervelor de putere presupune parcurgerea succesivă a următoarelor etape:

1. Colectarea și procesarea datelor de intrare
2. Introducerea datelor de intrare în modelul de simulare Monte-Carlo
3. Rularea modelului de simulare
4. Prelucrarea rezultatelor pe fiecare tipuri de rezerve/sezoane sau regimuri critice/vârf și gol de sarcină

14.6.1. Colectarea și procesarea datelor de intrare

Sursa de informații utilizată pentru colectarea datelor de intrare va fi CNTEE Transelectrica SA, prin subunitățile sale UNO-DEN și DTDR, mai precis bazele de date referitoare la:

- capacitățile disponibile pe tipuri de grupuri generatoare;
- prognoza capacității pe termen scurt și mediu a capacității disponibile;
- prognoza cererii de consum;
- prognoza pe termen scurt și mediu a energiei contractate la export/import;
- indicii de oprire neplanificată a grupurilor termo, nucleare și pe biomasă;
- producția CEE și CEF – valori realizate;

- costuri unitare de generare a energiei electrice.

Formatul datelor va fi adaptat cerințelor modelului de simulare. Pentru corelare cu structura temporală solicitată, se vor efectua după caz pre-procesări ale datelor brute, pentru stabilirea de valori medii pentru sezoanele de iarnă / vară, respectiv gol/vârf de sarcină. De asemenea, în măsura în care UNO-DEN consideră necesar, pentru evidențierea regimurilor critice de vârf de seară iarna și minim termic, se vor pre-procesa seturi de date suplimentare, asociate acestor regimuri.

14.6.2. Introducerea datelor de intrare în modelul de simulare Monte-Carlo

Seturile de date de intrare se introduc în ordinea necesară pentru realizarea reprezentării fidele a structurii SEN pentru perioada de prognoză analizată, după cum urmează:

- capacități instalate grupuri generatoare;
- puteri maxime disponibile și minim absolute ale grupurilor generatoare;
- grupurile calificate pentru furnizare de STS;
- prognoza cererii de consum;
- prognoza pe termen scurt și mediu a energiei contractate la export/import;
- indicii de oprire neplanificată a grupurilor termo, nucleare și pe biomasă;
- producția CEE și CEF – valori realizate;
- costuri unitare de generare a energiei electrice.

Având în vedere volumul considerabil de date / informații necesare a fi introduse în model, la finalul fazei de introducere a datelor, se va rula modulul de verificare, înglobat în cadrul modelului.

14.6.3. Rularea modelului pentru fiecare sezon (iarnă / vară)

Rularea modelului este un proces automat executat în mod secvențial pentru fiecare sezon/regim în parte și respectiv pentru perioadele de gol și vârf de sarcină.

În măsura în care UNO-DEN consideră necesar, rularea se va efectua și pentru regimurile critice de vârf de seară iarna și minim termic.

După fiecare rulare, rezultatele se vor stoca în fișiere/sheet-uri Excel separate, în vederea procesării ulterioare.

14.6.4. Prelucrarea rezultatelor pe tip de rezervă/ sezon/ vârf și gol de sarcină

Rezultatele obținute după rularea modelului constau în valorile rezervelor de putere activă (FCR , $aFRR$, $mFRR$ și RR) pentru fiecare sezon/regim și ore de vârf/gol.

Acestea se vor reprezenta în format tabelar (vezi Tabelul 14 - 1) și grafic, în valori totale absolute asociate fiecărei perioade de timp la care se referă, conform structurii temporale prestabilite a modelului de simulare.

De asemenea valorile rezervelor de restabilire a frecvenței (*FRR* – *aFRR* și *mFRR*) vor fi prezentate și defalcat, după tipul sursei de generare angajate pentru furnizarea de STS (termo, hidro).

Tabel 14-1 Formatul tabelar de prezentare a rezultatelor (MW)

Tip STS	iarnă / gol sarcină	iarnă / vârf sarcină	iarnă 1 / gol sarcină	iarnă 1 / vârf sarcină	iarnă 2 / gol sarcină	iarnă 2 / vârf sarcină	vară / gol sarcină	vară / vârf sarcină	Vârf de Seară larna	Minim termic
FCR										
FRR, din care										
aFRR										
termo										
hidro										
mFRR										
termo										
hidro										
RR										

facultativ

În măsura în care UNO-DEN consideră necesar, prezentarea rezultatelor se va efectua și pentru regimurile critice de vârf de seară iarna și minim termic / pentru sezoanele *iarnă 1* și *iarnă 2* (vezi. cap.15.2.2).

15. MODUL DE VALORIFICARE A REZULTATELOR STUDIULUI

15.1. Adaptarea terminologiei utilizate pentru Serviciile Tehnologice de Sistem

Alinierea la reglementările europene referitoare la rezervele de sistem trebuie să înceapă cu alinierea terminologiei, în vederea utilizării unui limbaj comun de către toți operatorii de transport și sistem din statele membre.

În România, rezervele de putere destinate furnizării de STS sunt clasificate conform "Procedurii de dimensionare a rezervelor de putere activă în SEN", cod TEL-07-IV OP/DN/106, emisă în septembrie 2006. Potrivit acesteia, rezervele de putere activă se clasifică în:

- Reglaj primar;
- Reglaj secundar;
- Reglaj terțiar rapid;
- Reglaj terțiar lent.

La nivel european, serviciile de sistem pentru controlul frecvenței sunt reglementate de Regulamentul European 2017/1485 din 2 August 2017, stabilind liniile directe pentru operarea sistemelor de transport. Sunt definite următoarele categorii de rezerve pentru controlul frecvenței:

- Rezerva de stabilizare a frecvenței - Frequency Containment Reserve (*FCR*);
- Rezerva de restabilire a frecvenței cu reglaj automat – *Automatic Frequency Restoration Reserve (aFRR)*;
- Rezerva de restabilire a frecvenței cu reglaj manual – *Manual Frequency Restoration Reserve (mFRR)*;
- Rezerva de înlocuire - Replacement Reserve (*RR*)

Rezerva de stabilizare a frecvenței (*FCR*) este definită ca "rezervele de putere activă disponibile pentru păstrarea frecvenței după producerea unui dezechilibru".

Rezerva de restabilire a frecvenței (*FRR*) este definită ca "rezervele de putere activă disponibile pentru restabilirea frecvenței și, pentru o arie sincronă compusă din mai mult de o zonă de control frecvență-putere (care este cazul Europei Continentale), pentru restabilirea balanței de putere pentru fiecare zonă de control frecvență-putere". *FRR* este divizată în *Automatic FRR* (Rezerva de restabilire a frecvenței cu reglaj automat) și *Manual FRR* (Rezerva de restabilire a frecvenței cu reglaj manual).

Rezerva de înlocuire (*RR*) este definită ca "rezervele de putere activă disponibile pentru restabilirea și susținerea nivelului cerut de reglaj secundar și reglaj terțiar rapid, în vederea compensării unor dezechilibre ulterioare ale balanței de putere".

Trebuie observat că dacă *FCR* și *FRR* sunt în mod explicit indicate ca fiind necesare în fiecare zonă de control frecvență-putere (sunt obligatorii), nu acesta este și cazul pentru *RR*.

Alinierea constă în echivalarea celor patru categorii de rezerve din terminologia românească cu cele patru categorii de rezerve din terminologia europeană (vezi figura următoare).

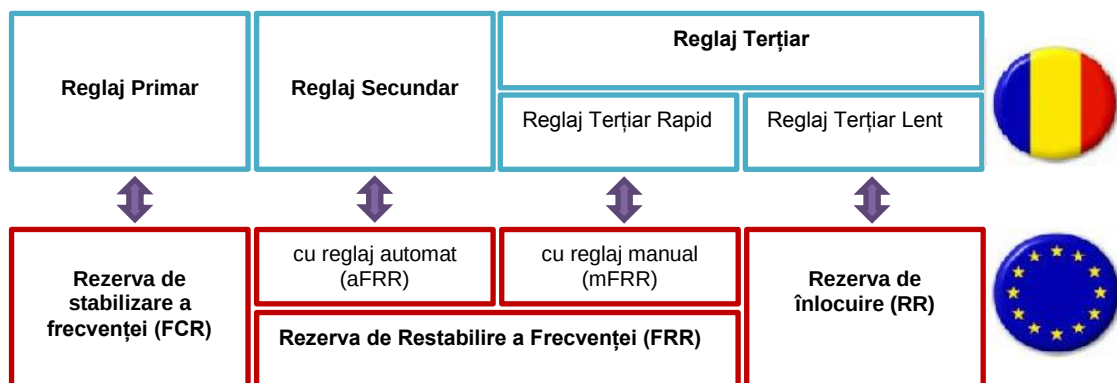


Figura 15-1 Echivalarea RO – EU a serviciilor de sistem tehnologic (STS)

15.2. Redimensionarea STS

Redefinirea serviciilor tehnologice de sistem și aplicarea metodei probabilistice de dimensionare a acestora conduce implacabil către redimensionarea STS. Astfel, comparativ cu metodele tradiționale, deterministice, introducerea valorilor medii ale dezechilibrelor pozitive/negative modifică nivelurile rezultate pentru *FRR* și *RR* (vezi figura următoare).

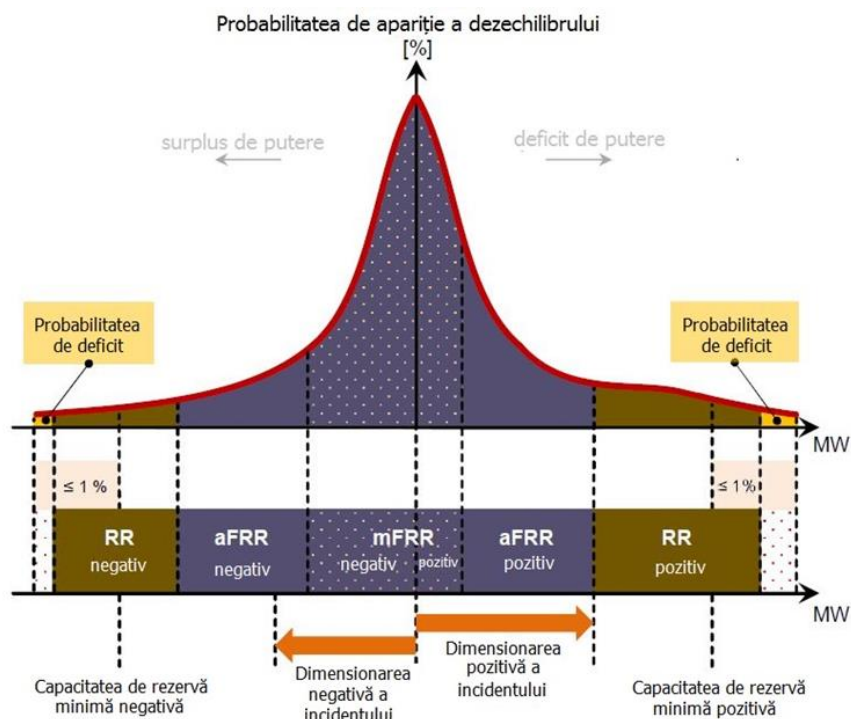


Figura 15-2 Structura rezervelor de putere activă

Din figură se observă că nivelul componentei probabilistice a rezervelor de restabilire a frecvenței (*FRR*) și a rezervelor de înlocuire (*RR*) se stabilește în funcție de distribuția probabilistică a valorilor dezechilibrelor producție/consum, abordare complet diferită de cea curentă, bazată pe aplicarea formulei recomandate pentru calcule preliminare și pe experiența din exploatare a OTS.

În mod suplimentar, nivelul rezervelor poate fi influențat și de eventuala participare a consumului dispecerizabil la echilibrarea sistemului, respectiv de constituirea de STS suplimentare pentru vârful de consum din sezonul de iarnă.

15.2.1. Oportunitatea includerii consumului dispecerizabil la dimensionarea STS

Participarea alături de producători a marilor consumatori/furnizorilor la echilibrarea sistemului are un efect potențial benefic asupra echilibrării SEN, efect manifestat în special în regimurile de funcționare de extrem (vârfuri / goluri de sarcină). Astfel, consumul dispecerizabil poate fi deconectat parțial/integral la orele de vârf, respectiv crescut la orele de gol, cu acoperirea mai facilă a curbei de sarcină, respectiv cu o probabilitate mai mare de menținere în funcțiune a grupurilor generatoare termo.

Impactul participării consumului dispecerizabil asupra dimensionării STS este de scădere a necesarului de rezerve de putere, sarcina de producție în baza căreia se realizează dimensionarea rezervelor reducându-se cu valoarea consumului dispecerizat.

15.2.2. Oportunitatea constituirii de STS suplimentare pentru vârful de consum din sezonul de iarnă

În etapele anterioare ale studiului (II și III) au fost identificate două regimuri de funcționare critice la etapa 2020 și 2025 (vârful de seară iarnă și minimul termic), în care au rezultat probabilități ridicate de neacoperire a curbei de sarcină cu rezervele de putere disponibile (6%, respectiv 19%). Se pune astfel întrebarea dacă este oportună constituirea de servicii de sistem suplimentare pentru sezonul de iarnă și în caz afirmativ, care va fi nivelul cantitativ al acestor rezerve de putere activă.

Având în vedere cerințele CS, de formulare a unei metodologii de dimensionare cu diferențierea între sezoane (iarnă / vară) a nivelului rezervelor de putere activă și a faptului că cele două regimuri critice însumează numai cca. 80 ore/an, ore distribuite pe durata iernii astronomice (decembrie – februarie), este considerată rațională următoarea abordare:

- sezonul de iarnă se divide în iarnă 1 (lunile decembrie, ianuarie, februarie) și iarnă 2 (lunile octombrie, noiembrie și martie);
- se dimensionează nivelurile rezervelor de putere activă pentru asigurarea *FRR* și *RR* conform metodologiei propuse, diferențiat pentru sezoanele de iarnă 1, iarnă 2 și de vară, pentru intervalele orare de vârf/gol de sarcină.

Abordarea propusă are avantajul economicității, nefiind necesară instituirea de rezerve de putere activă distincte, separat de cele deja dimensionate cu metodologia expusă la Capitolul 14. Divizarea sezonului de iarnă în iarnă 1 și iarnă 2 va conduce la dimensionarea unor cantități mai ridicate în sezonul iarnă 1 pentru rezerva de stabilizare a frecvenței (FCR), rezerva de restabilire a frecvenței (FRR) și rezerva de înlocuire (RR), față de cele dimensionate pentru sezonul iarnă 2.

15.3. Legislație primară / secundară suplimentară

Adaptarea terminologiei românești privitoare la serviciile de sistem tehnologice la cea utilizată în spațiul comunitar va atrage după sine necesitatea actualizării actelor de reglementare interne, pornind de la Legea Energiei, Codul Comercial și Ordine emise de ANRE și încheind cu procedurile Transelectrica asociate STS.

Eventuala participare a consumatorilor dispecerizabili la echilibrarea sistemului va implica operarea de modificări în legislația secundară, cu privire la înregistrarea și participarea acestora în piețele de echilibrare și de achiziție de STS. Astfel, va fi necesară actualizarea unei serii de Ordine și avize ANRE pe de o parte, respectiv Proceduri operaționale emise de CNTEE Transelectrica, pe de altă parte.

BIBLIOGRAFIE SELECTIVĂ

1. System Adequacy and Market Modelling ENTSO-E 2017
2. ENTSO-E Target Methodology for Adequacy Assessment - Updated Version after Consultation ENTSO-E 2014
3. Seasonal Outlook Report Evolutions - Updated Version after Consultation ENTSO-E ENTSO-E 2014
4. Scenario Outlook & Adequacy Forecast Evolutions - Updated Version after Consultation ENTSO-E 2014
5. Identification of Appropriate Generation and System Adequacy Standards for the Internal Electricity Market MERCADOS, E-BRIDGE, REF-E 2016
6. Network Code on Load-Frequency Control and Reserves ENTSO-E 2013
7. Scanner 4.5 – User Guide, Tractebel Engineering, 2014
8. Mid-term Adequacy Forecast, ENTSO-E, 2016
9. Identification of Appropriate Generation and System Adequacy Standards for the Internal Electricity Market, Mercados, E-Bridge and ref4e, 2016
10. 6th Ceer Benchmarking Report on the Quality of Electricity and Gas Supply, CEER, 2016
11. Reliability of Future Power Grids, DNV GL Strategic Research & Innovation Position Paper 10-2014, 2014
12. EIA US Energy Information Administration - Renewable Fuels Module of the National Energy Modeling System: Model Documentation 2013 - May 2013, Forced Outage Rates, p.15
13. Transelectrica, Metodologie pentru determinarea și armonizarea capacităților nete de interconexiune (NTC), 2010
14. Transelectrica, TEL 01-06 - Procedura operațională de alocarea capacităților nete de interconexiune a SEN cu sistemele electroenergetice vecine, 2016
15. Transelectrica, Precizari privind procesul de alocare a capacităților pe liniile de interconexiune derulat de CNTEE Transelectrica SA, în calitate de Operator de Transport și Sistem (OTS)
16. Transelectrica, Raport privind nivelul și cauzele congestiilor pe liniile de interconexiune în anul 2017
17. Parlamentul European - DIRECTIVA 2009/72/CE A PARLAMENTULUI EUROPEAN ȘI A CONSILIULUI din 13 iulie 2009 privind normele comune pentru piața internă a energiei electrice și de abrogare a Directivei 2003/54/CE
18. European Parliament Resolution, Committee on Industry, Research and Energy - Towards a New Energy Market Design, 13 September 2016, Strasbourg Final Edition
19. Regulamentul (UE) 2017/1485 din 2 August 2017, cu privire la liniile directe pentru operarea sistemelor de transport
20. Regulamentul (UE) 2017/2195 al Comisiei din 23 noiembrie 2017 de stabilire a unei linii directe privind echilibrarea sistemului de energie electrică;
21. Regulamentul (UE) 2016/1719 al Comisiei din 26 septembrie 2016 de stabilire a unei orientări privind alocarea capacităților pe piața pe termen lung;
22. Regulamentul (UE) 2015/1222 al Comisiei din 24 iulie 2015 de stabilire a unor linii directe privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor;
23. Regulamentul (EU) nr.714/2009 al Parlamentului și Consiliului European din 13 iulie 2009, cu privire la condițiile de acces la rețea a schimburile transfrontaliere de energie electrică
24. Regulamentul derivat din 24 iulie 2015, cu privire la liniile directe pentru alocarea capacităților și managementul congestiilor (CACM guideline)

25. SURVEY ON ANCILLARY SERVICES PROCUREMENT, BALANCING MARKET DESIGN 2017, ENTSO-E WGAS, 2018
26. A journey towards Pan-European ancillary services, Dr. Bastian Schwark, Head of TSO Markets - Swissgrid, Lucerne, 6th July 2017
27. ENTSO-E Regional Investment Plan 2018 - Continental South-East
28. ENTSO-E 3rd Report on the progress and potential problems with the implementation of Single Day-ahead and Intraday Coupling, August 2017
29. 4M Market Coupling, Bucharest, 25/09/2014
30. European Commission, Quarterly Report on European Electricity Markets, Market Observatory for Energy, DG Energy, vol11, Q1/2018, March 2018
31. EPRS Briefing - Understanding electricity markets in the EU, 2016
32. Energy Storage and Storage Services, ENTSO-E Position Paper, October 2016
33. Mercados, E-Bridge &ref4e - Identification of Appropriate Generation and System Adequacy Standards for the Internal Electricity Market, Final Report 2015