

ANEXELE 1-9

Anexa 1 - Analiza situației actuale a RET și a infrastructurii asociate – perioada 2021-2024

1.1 Capacități de producere a energiei electrice

În SEN sunt în funcțiune, din punct de vedere al sursei primare de energie, următoarele tipuri de grupuri generatoare: hidroelectrice, termoelectrice clasice (cu și fără producere combinată de energie electrică și termică) bazate pe cărbuni sau gaze naturale, nuclearelectrice, eoliene, fotovoltaice și termoelectrice bazate pe biomasă. Astfel:

- cele mai mari grupuri din sistem sunt unitățile nucleare de 707 MW de la Cernavodă (a doua unitate a fost pusă în funcțiune în august 2007);
- puterea instalată a grupurilor hidroelectrice variază de la valori mai mici de 1 MW, până la 194,4MW (puterea instalată după reabilitare a grupurilor din CHE Porțile de Fier I);
- grupurile termoelectrice clasice au un domeniu larg de variație a puterii unitare instalate: de la câțiva MW pentru unele grupuri ale autoproducătorilor, până la 330 MW puterea unitară a grupurilor de condensatie pe lignit din centralele Rovinari și Turceni;
- au fost instalate turbine eoliene cu puteri unitare mai mici de 1 ÷ 3 MW, însă prin agregarea unui număr mare de astfel de turbine rezultă centrale electrice eoliene (CEE) care pot ajunge la sute de MW. În stația de 400 kV Tariverde este racordată și funcționează o centrală eoliană cu o putere instalată de 600 MW, clasată drept cea mai mare centrală eoliană terestră din Europa la momentul finalizării.
- La sfârșitul anului 2023, P_i totală în CEE totaliza 3027 MW, iar P_i în CEF însuma 1544 MW, iar P_i în centralele pe biomasă era de 138 MW.

În tabelul 1.1 sunt prezentate informații privitoare la structura capacității de producție a energiei electrice din SEN, pe tipuri de combustibil.

Astfel, puterea instalată în SEN la data de 01.01.2024, în conformitate cu licențele acordate de ANRE, totaliza 18210 MW.

Până la data de 01.01.2020, puterea instalată la nivelul Sistemului Electroenergetic Național se determina prin însumarea cifrelor indicate de producător pe plăcuțele generatoarelor racordate la SEN, însă aceste valori nu reflectau puterea reală care ar fi putut fi activată, întrucât în multe centrale electrice existau grupuri indisponibile, aflate în imposibilitatea de a mai funcționa din diverse motive, precum: uzura tehnică ridicată, nerespectarea cerințelor de mediu, eficiența redusă, costuri de producție ridicate, respectiv dificultăți financiare ale entităților care le dețin.

În condițiile în care, în ultimii ani, acoperirea consumului de energie electrică la nivelul sistemului se dovedește a fi din ce în ce mai dificil de realizat din resurse energetice proprii, în condiții defavorabile de funcționare, atât în sezonul de vară, când sistemul se poate confrunta cu secetă extremă și temperaturi foarte ridicate pe o perioadă îndelungată (30 de zile consecutive), cât și în sezonul de iarnă, când se pot întâlni temperaturi foarte scăzute (sub -20 °C) pe o perioadă de cel puțin 10 zile consecutive, pentru a da o imagine corectă asupra funcționării Sistemului Electroenergetic Național, dar și pentru atragerea de investitori noi în zona de producere a energiei electrice, Ministerul de resort și ANRE au decis scoaterea din evidențe a tuturor grupurilor a căror licență a fost retrasă/modificată, valoarea puterii instalate în Sistemul Electroenergetic Național fiind identică cu valoarea puterilor instalate ale tuturor grupurilor incluse în licențele producătorilor.

Tabelul 1.1

Tip centrală	Puterea instalată în SEN *) [MW]				
	01.01.2020	01.01.2021	01.01.2022	01.01.2023	01.01.2024
TOTAL din care:	20696	20590	19619	18651	18210
Cărbune	4787	4787	4142	3422	2762
Hidrocarburi	3239	3206	2874	2629	2684
Nucleară	1413	1413	1413	1413	1413
Hidro	6704	6643	6645	6642	6643
Eoliană	3024	3013	3015	3015	3027
Fotovoltaică	1392	1391	1394	1392	1543
Biomasă	137	137	136	138	138

* Putere instalată în capacitățile de producere a energiei electrice aflate în exploatare comercială (licențe valabile, în conformitate cu site-ul www.anre.ro)

2 Adecvanța sistemului la vârful de sarcină

În conformitate cu observațiile AEM - Agenției Europene de Mediu (www.eea.europa.eu) referitoare la schimbările climatice, în decursul ultimilor 150 de ani, temperatura medie la nivel global a crescut cu aproape 0,8 °C și cu aproximativ 1 °C în Europa. Impactul acestor schimbări climatice se poate observa deja și, de asemenea, se estimează că va deveni mai pronunțat în viitorul apropiat. Evenimentele climatice extreme, cum ar fi valurile de căldură, perioadele de secetă și de inundații din timpul verii, precum și perioadele cu ger extrem în perioada de iarnă sunt preconizate a deveni mai frecvente și mai intense. Aceste modificări climatice care se manifestă și la nivelul țării noastre, induc factori de stres în ceea ce privește funcționarea SEN.

Iarna 2021 – 2022 a fost caracterizată prin două perioade meteorologice diferite: perioada de început și sfârșit (lunile octombrie 2021 și martie 2022) – reprezentând o perioadă de toamnă/primăvară rece, când temperaturile înregistrate au fost mai scăzute decât mediile multianuale cu 1,4 ÷ 1,5 °C, și o perioadă cu caracteristici de iarnă foarte blândă (lunile noiembrie 2021 ÷ februarie 2022), cu temperaturi medii lunare situate cu 1,3 ÷ 3,1 °C peste mediile multianuale.

În anul 2021, consumul de energie electrică la nivelul SEN a înregistrat creșteri constante, cu un minim de 0,34 % în luna decembrie și, respectiv, un maxim de 21,65 % în luna aprilie; excepție au făcut lunile septembrie și noiembrie 2021, când s-au înregistrat reduceri ale consumului, de 0,7 % în septembrie, respectiv 1,8 % în noiembrie. Creșterea consumului a fost influențată în principal de reînceperea treptată a activității industriale, de temperaturile înregistrate în lunile ianuarie – aprilie ale anului 2021 comparativ cu perioada similară din 2020, vremea fiind semnificativ mai rece, dar și de temperaturile mai calde din lunile verii 2021; de asemenea, s-a înregistrat o scădere a consumului în perioadele valurilor pandemice, corelat cu activitatea de muncă la distanță. Anul 2021 s-a încheiat cu o creștere a consumului de 4,5 %, respectiv o creștere a producției de 5,8 %.

Iarna 2022 – 2023 a fost caracterizată de temperaturi medii lunare mult mai ridicate decât mediile lunare multianuale, având caracteristici de iarnă blândă. De asemenea, mediile

lunare înregistrate în iarna 2022 – 2023 au fost mai mari decât cele înregistrate în iarna precedentă, excepție făcând luna februarie.

În anul 2022, consumul de energie electrică la nivelul SEN, a înregistrat scăderi cu valori cuprinse între 13,09 % în luna octombrie și respectiv 1,58 % în luna ianuarie. Pe întreg anul 2022 s-a înregistrat o scădere a consumului brut intern de 7,4 % comparativ cu anul 2021, în timp ce producția a avut o scădere de 6,0 %. Scăderea consumului a fost influențată pe de o parte de creșterea prețurilor la combustibilii primari, fenomen care s-a reflectat în prețul final al energiei electrice, iar pe de altă parte de temperaturile medii lunare, acestea înregistrând sistematic anomalii pozitive, situându-se în general peste normele climatologice. Un alt element care a condus la reducerea consumului național de energie electrică, îl reprezintă intrarea în vigoare a *Regulamentului (UE) 2022/1854 din 6 octombrie 2022 privind o intervenție de urgență pentru abordarea problemei prețurilor ridicate la energie*. Acesta prevede la articolul 3, alin. 1, faptul că *statele membre depun eforturi pentru a pune în aplicare măsuri de reducere a consumului lunar brut total de energie electrică cu 10 % față de media consumului brut de energie electrică din lunile corespunzătoare din perioada de referință*¹.

În ceea ce privește structura resurselor primare a energiei electrice, în anul 2022 (comparativ cu 2021), variația producției a înregistrat o scădere semnificativă în ceea ce privește energia produsă din surse hidroelectrice, respectiv 19,2 %, cauzată în principal de hidraulicitatea mai scăzută. S-au mai înregistrat, de asemenea, ușoare scăderi ale producției pe biomasă (5,6 %), cărbune (3,9 %), nuclear (1,9 %), respectiv creșteri ale producției fotovoltaice (4,0 %) și eoliene (6,0 %). Energia din hidrocarburi s-a menținut la un nivel constant, având variații nesemnificative (0,2 %).

Deși în anul 2022 soldul SEN s-a menținut pe import, 1191 GWh, acesta a înregistrat o scădere cu 45,9 % comparativ cu anul 2021, în care cantitatea de energie electrică importată a fost de 2203 GWh. Cantitatea de energie evitată la activare în cadrul platformei de compensare a dezechilibrelor IGCC² înregistrată anul trecut a fost de 177,6 GWh (import) în sensul creșterii de putere, respectiv de 252,9 GWh (export) în sensul reducerii de putere. Beneficiul obținut din participarea la acest mecanism a fost de aproximativ 98.917.427,19 euro, sumă care reprezintă o diminuare a costurilor rezultate în Piața de Echilibrare.

Anul 2023 s-a încheiat cu o reducere a consumului de 4,9 %. Reducerea consumului la nivel de an a fost determinată în special de doi factori, respectiv o temperatură medie anuală mai mare cu 0,76 °C în anul 2023 comparativ cu cea din anul 2022 (cu diferențe mai mari în special în sezonul rece, fapt care a determinat reducerea încălzirii din surse electrice), dar și de creșterea continuă a puterii instalate la prosumatori.

Scăderea consumului înregistrat în lunile ianuarie – martie 2023 a fost influențat în mare parte de temperaturile medii lunare, care au înregistrat anomalii pozitive, situându-se în general, peste normele climatologice.

¹ art. 4, alin (1): Fiecare stat membru identifică orele de vârf care corespund în total unui procentaj minim de 10 % din numărul total de ore din perioada cuprinsă între 1 decembrie 2022 și 31 martie 2023.

² începând cu data de 17 decembrie 2021 ora locală 12:15, blocul de reglaj frecvență – putere de schimb RFP-TEL este conectat permanent la platforma europeană de compensare a dezechilibrelor, IGCC. Prin această alăturare, Operatorul de Transport și Sistem din România – C.N.T.E.E. Transelectrica S.A, se conformează obligațiilor legale instituite prin regulamentul european (UE) 2017/2195 al Comisiei din 2 august 2017 de stabilire a unei linii directe privind operarea sistemului de transport al energiei electrice (art. 22).

Un alt factor determinant l-a reprezentat creșterea continuă a puterii instalate a prosumatorilor, de la aproximativ 630 MW la începutul lunii aprilie, la circa 970 MW la finalul lunii iunie.

Luna octombrie a continuat trendul scăzător al consumului (-1,02 %) care s-a manifestat în primele 9 luni ale anului 2023, însă, începând din luna noiembrie, la nivelul SEN, consumul de energie a înregistrat ușoare creșteri, cu valori cuprinse între 0,64 % în noiembrie și respectiv 1,15 % în luna decembrie.

Evoluția consumului în trimestrul al IV-lea a fost influențat atât de temperaturile medii lunare mai mari decât cele din anul 2022, cu un ecart pozitiv de 1,7 °C în luna octombrie și cu 0,2 °C în luna decembrie, respectiv un ecart negativ de 0,9 °C în luna noiembrie. În plus, scăderea numărului de ore de insolație, a condus la scăderea producției generate de prosumatori.

Menționăm faptul că la data de 01 decembrie 2023, puterea instalată la prosumatori era de 1388 MW.

În fig. 2.1 este prezentată evoluția consumului mediu brut, pe baza datelor primite de la producători.

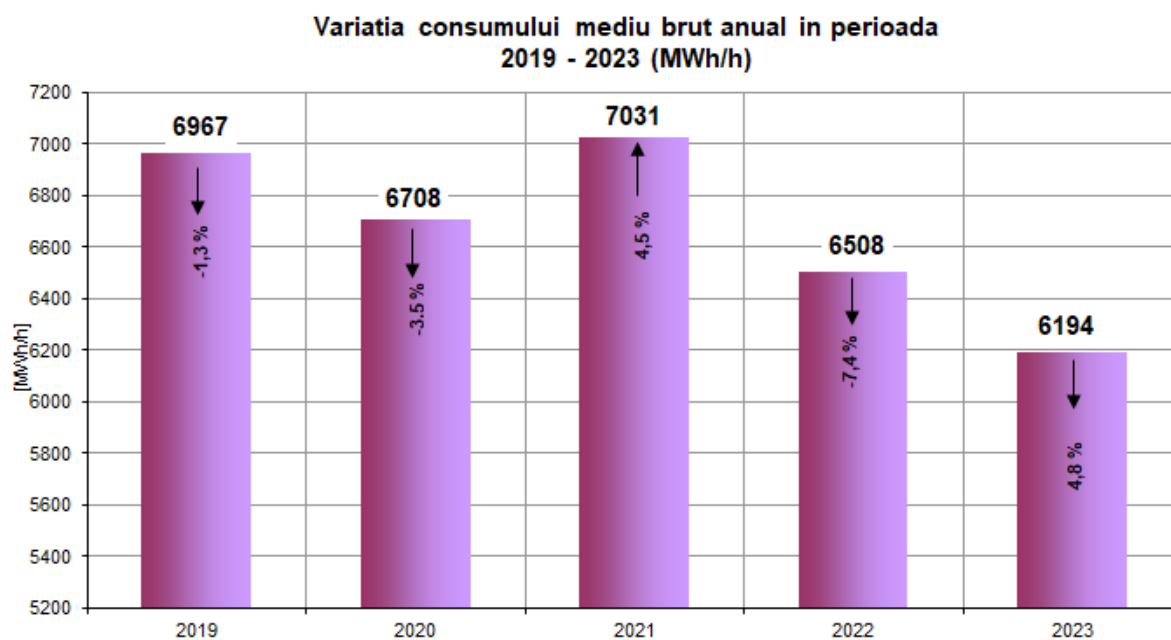


Fig. 2.1.

Valoarea maximă brută a consumului în anul 2023 a fost cu 573 MW mai mică decât valoarea maximă înregistrată în 2022 și cu 1028 MW mai mică decât vârful de consum al anului 2021. Consumul maxim brut din anul 2023, a fost 8710 MW și s-a înregistrat în ziua de 07 decembrie 2023, în intervalul 11. Valoarea minimă brută a consumului (3882 MW) s-a înregistrat în data de 04 iunie 2023, în intervalul 7 (de Rusalii). (Fig. 5.2.2 – Valori instantanee stocate pe site-ul www.transelectrica.ro, Secțiunea Consum – Producție - Sold).

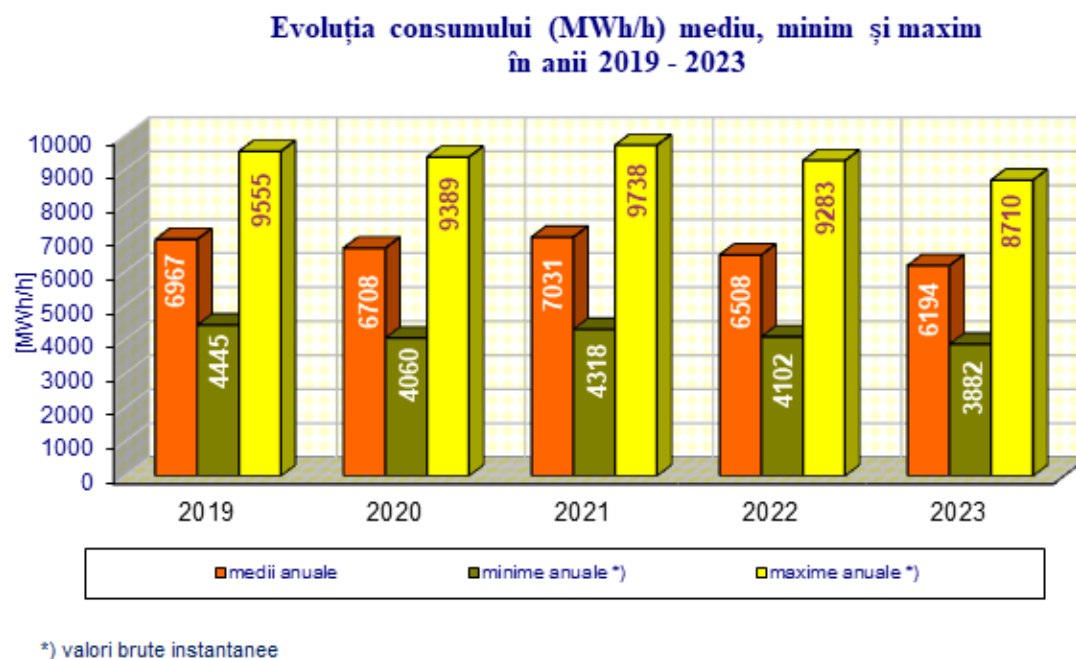


Fig. 2.2 – Evoluția consumului în intervalul 2019-2023

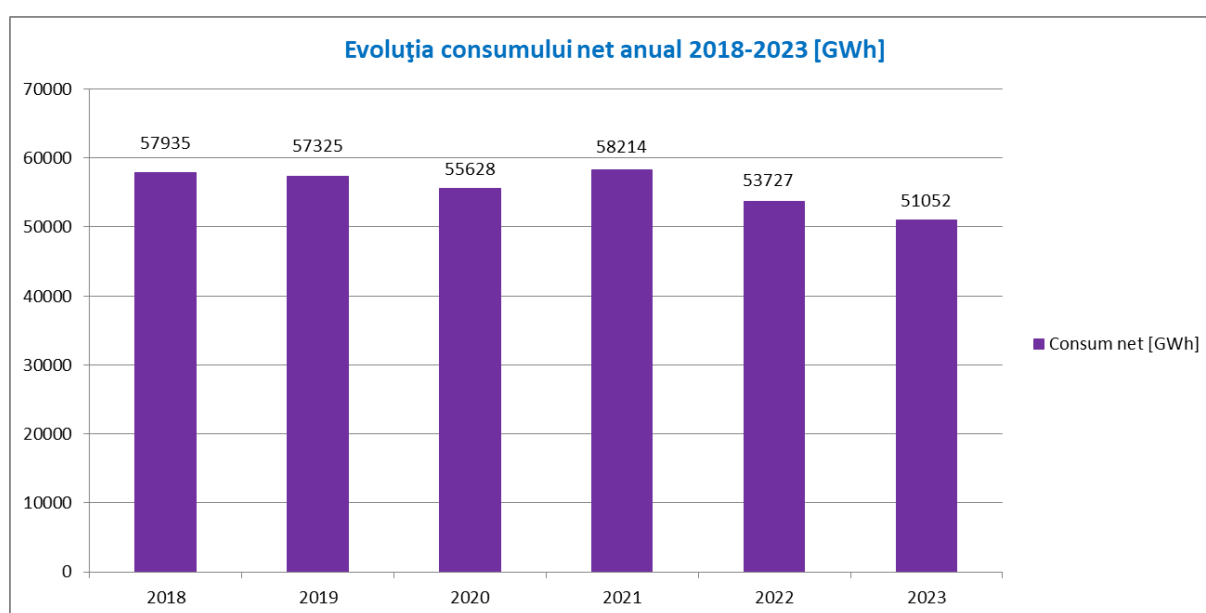


Fig. 2.3 Evoluția consumului net anual în perioada 2018-2023

Din evoluția consumului net din perioada 2018 – 2023, ilustrată în Fig. 5.2.3, se constată între anii 2018 și 2020 o scădere de la 57935 GWh în anul 2018 la 55628 GWh în 2020. În anul 2021 consumul a crescut la 58214 GWh, între anii 2021 și 2022 a scăzut cu 4487 GWh, iar între anii 2022 și 2023 a scăzut cu 2675 GWh.

Creșterea consumului a fost influențată în principal de reînceperea treptată a activității industriale afectată de valurile pandemice, de temperaturile înregistrate în lunile ianuarie – aprilie ale anului 2021 comparativ cu perioada similară din 2020, vremea fiind semnificativ

mai rece, dar și de temperaturile mai calde din lunile verii 2021; de asemenea, s-a înregistrat o scădere a consumului în perioadele valurilor pandemice, corelat cu activitatea de muncă la distanță.

Schimburile fizice de energie electrică cu sistemele vecine (ore CET) sunt în fiecare moment un rezultat al sumei între exporturile și importurile realizate în baza contractelor între participanții la piața de energie electrică, la care se adaugă schimburile tehnice datorate circulațiilor în buclă între sistemele interconectate și schimburilor pentru reglajul frecvenței (Fig. 2.4 și 2.5).

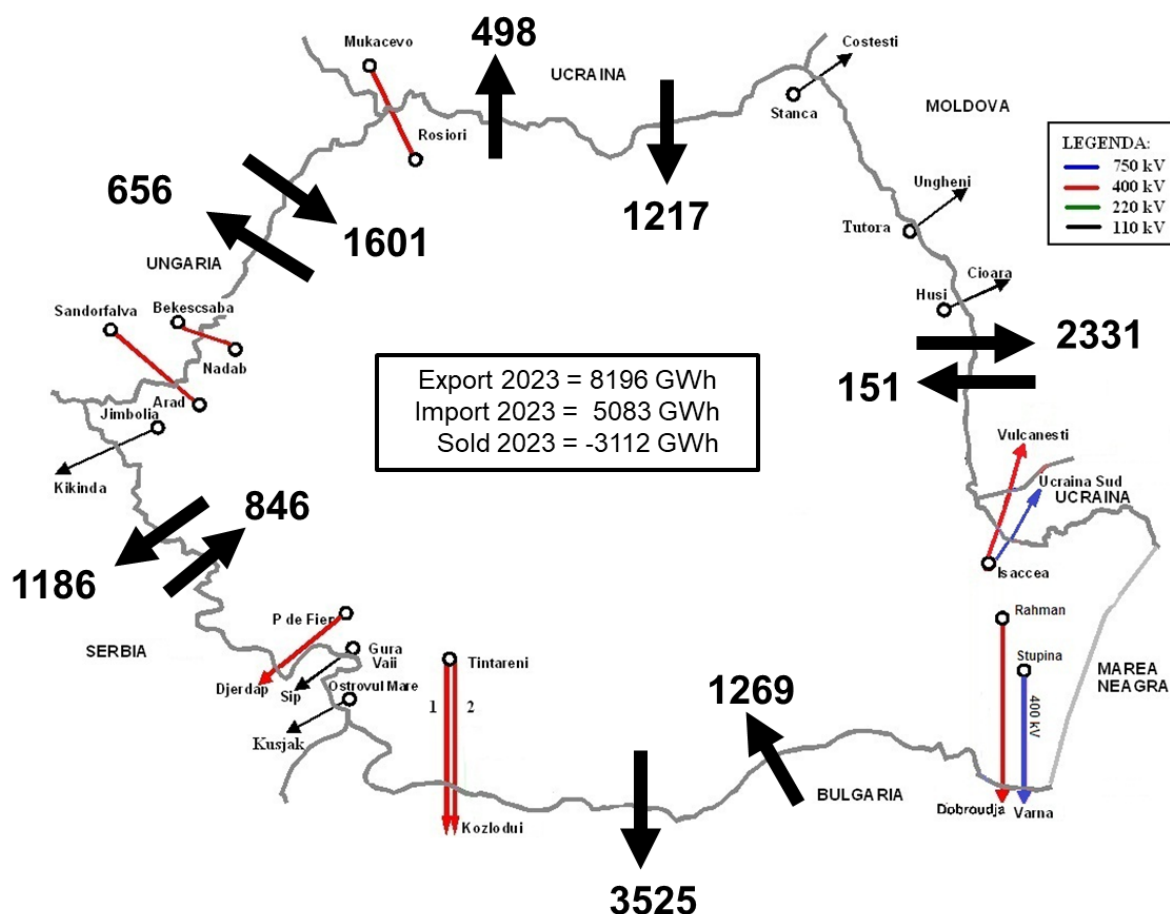


Fig. 2.4 – Schimburile de energie realizate pe granițe în anul 2023

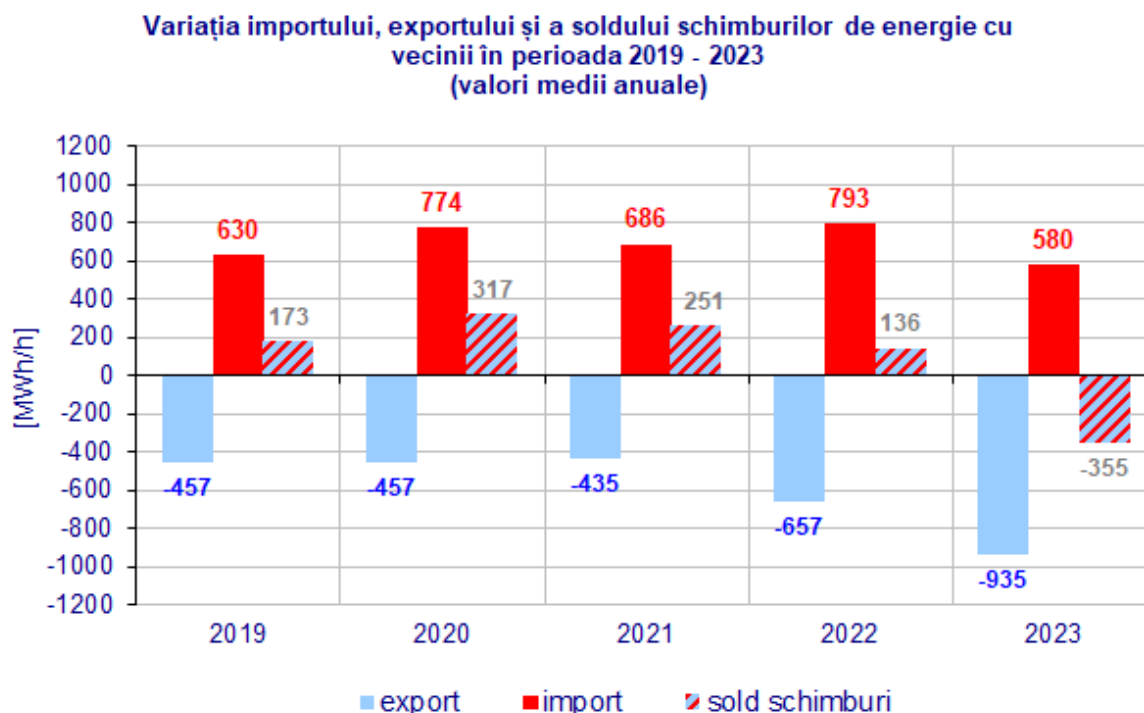


Fig. 2.5 – Variația importului, exportului și a soldului

Dacă până în anul 2018, cu mici excepții, soldul schimburilor SEN s-a menținut în fiecare an pe export, în anii 2019 ÷ 2022, soldul SEN a trecut pe import. Astfel, anul 2019 s-a încheiat cu un import net de 173 MWh/h, anul 2020 cu 317 MWh/h, anul 2021 cu 251 MWh/h și respectiv 136 MWh/h în 2022. Începând din 2023 soldul a trecut pe export, anul încheindu-se cu un export net de 355 MWh/h.

În anul 2019, comparativ cu 2018, variația producției pe tipuri de resurse a înregistrat scăderi pe majoritatea surselor primare, cu valori cuprinse între 0,94% pentru producția nucleară, respectiv 13,56% pentru producția pe hidrocarburi. S-au înregistrat în schimb creșteri procentuale la producția din surse regenerabile, respectiv eolian (7,14%) , biomasă (27,56) și fotovoltaică (0,34%). Producția hidroelectrică a scăzut cu 10,28% comparativ cu anul precedent. Acest lucru a fost generat de scăderea hidraulicității pe râurile interioare, de la 97% în 2018 - an normal, la 85% în anul 2019 - an subnormal. Aceeași caracteristică a înregistrat și fluviul Dunarea, hidraulicitatea anului 2019 fiind de 87% - an subnormal, față de 92% în anul 2018 - an normal.

În anul 2020, comparativ cu 2019, variația producției pe tipuri de resurse a înregistrat o scădere semnificativă în ceea ce privește energia produsă din carbune, respectiv cu 30,8 %. În schimb, s-au înregistrat creșteri importante la producția pe hidrocarburi (8,3 %) și biomasă (11,6 %). O ușoară creștere a înregistrat energia eoliană (2,5 %) și nucleară (1,7 %). Energia fotovoltaică a înregistrat în schimb o scădere de 2,5 %, iar cea hidro o scădere de 1,6 %.

Producția de energie din surse hidro a fost comparabilă cu cea din anul anterior, înregistrând o ușoară scădere, de 1,6 %. Din punct de vedere al hidraulicității, anul 2020 a fost un an subnormal atât pe râurile interioare (83 %), cât și pe fluviul Dunărea (80 %).

În anul 2021, comparativ cu 2020 variația producției pe tipuri de resurse a înregistrat creșteri pe majoritatea surselor primare, cu valori cuprinse între 3,71% pentru producția pe hidrocarburi, 12,80 % pentru producția hidroelectrică, respectiv 24,10% pentru producția pe biomasă. S-au înregistrat în schimb scăderi procentuale la producția eoliană (5,31 %), fotovoltaică (1,73 %), respectiv nucleară (1,58 %).

În anul 2022, comparativ cu 2021 variația producției pe tipuri de resurse a înregistrat creșteri mici pe hidrocarburi (0,2 %), eolian (6,01 %) și fotovoltaic (3,99 %). Celelalte tipuri de resurse au înregistrat de asemenea scăderi mici, nuclear (1,77 %), cărbune (3,85 %), biomasa (5,63 %), cu excepția energiei hidro care a înregistrat o reducere de 19,19 %. Acest lucru s-a datorat în principal hidraulicității înregistrate în 2022, care a fost secetoasă pentru râul Dunărea și subnormal pentru râurile interioare.

În anul 2023, se constată reduceri semnificative ale producției pe cărbune (22,44 %) și biomasă (32,31 %), scăderi mai ușoare înregistrându-se la hidrocarburi (6,89 %) și fotovoltaică (6,38%). O parte a producției pe cărbune a fost compensată însă de energia hidro, care a înregistrat o creștere de 29,63 % comparativ cu 2022 și respectiv energia eoliană, cu 8,28 %. Producția nucleară a fost relativ constantă, înregistrând o creștere de 0,97 %.

Având în vedere faptul că producția din surse regenerabile este foarte volatilă (poate prezenta variații mari de producție de la un interval de dispecerizare la altul, integrarea în SEN a centralelor electrice eoliene a fost înlesnită, în mare măsură, de structura de producție existentă în România, în special a producției în centralele hidroelectrice, deoarece acestea au viteză mare de încărcare și permit preluarea cu succes a variațiilor de producție induse de centralele electrice eoliene.

Structura producției este prezentată în Tabelul 2.1. și figura 2.6.

Tabelul 2.1 - Structura anuală a producției în perioada 2019 - 2023 E[GWh]

	01.01.2019	01.01.2020	01.01.2021	01.01.2022	01.01.2023
Nuclear	11270	11465	11284	11084	11192
Carbune	13886	9613	10942	10521	8160
Hidrocarburi	9459	10239	10619	10640	9907
Ape	15955	15701	17710	14311	18552
Eoliene	6773	6945	6576	6971	7548
Biomasa	398	444	551	520	352
Fotovoltaica	1777	1733	1703	1771	1658
Stocare - baterii	0	0	0	0	2
Total Productie	59518	56140	59385	55818	57371

Structura anuală a producției în anii 2019 - 2023

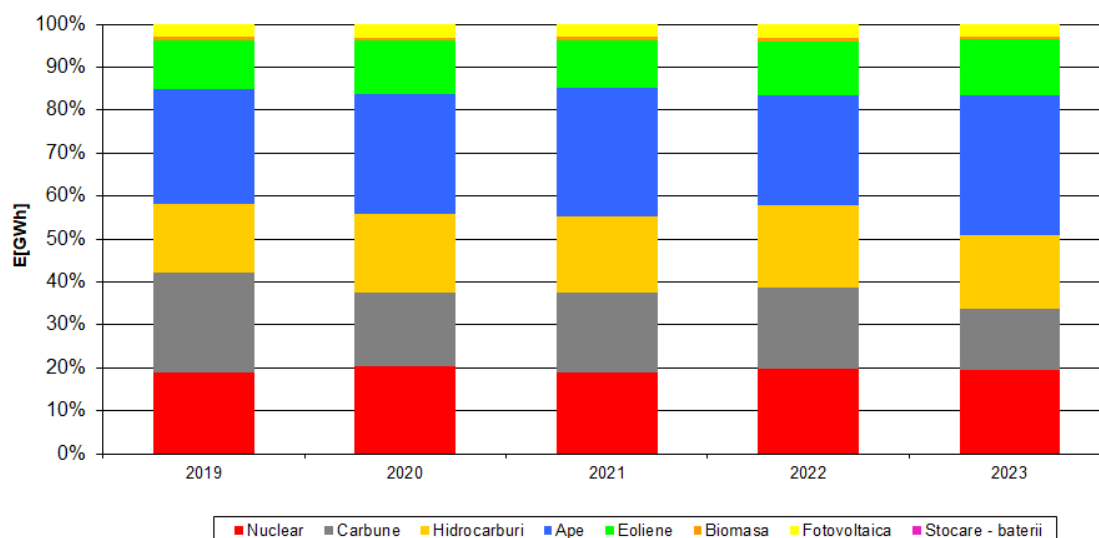


Fig. 2.6. - Structura anuală a producției în anii 2019 – 2023

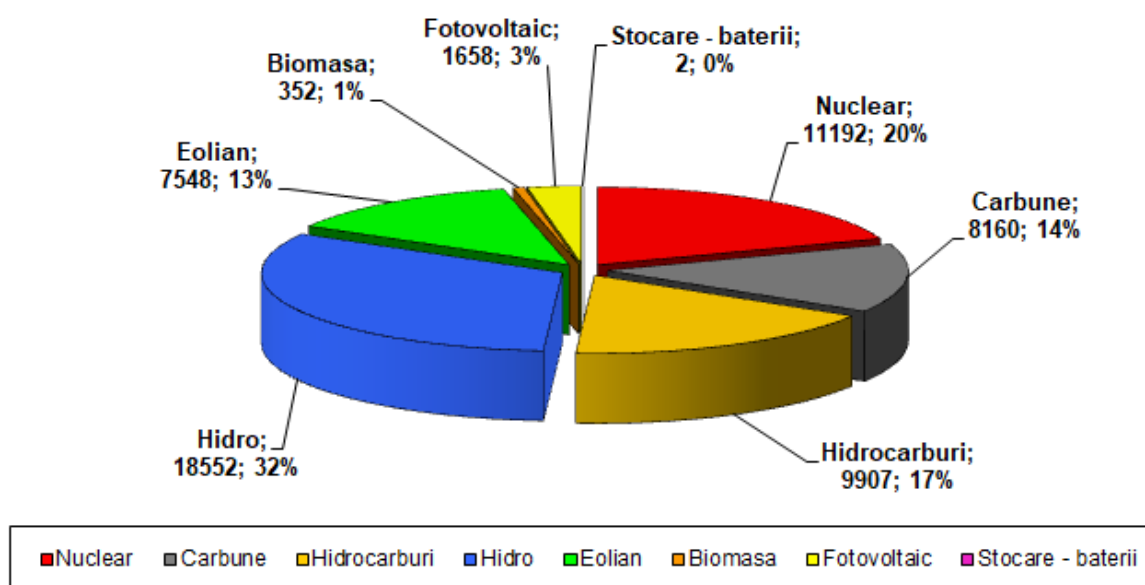
Structura producției brute - anul 2023
[Producție totală: 57371 GWh]

Fig. 2.7 Structura producției brute pentru anul 2023

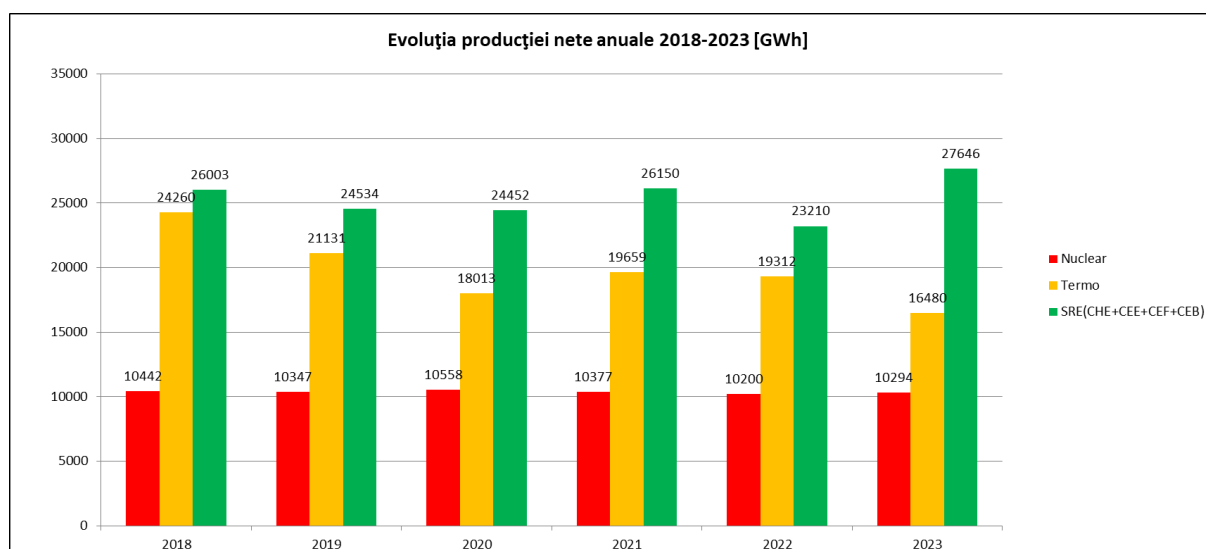


Fig. 2.8 Evoluția producției nete anuale 2018-2023

Din evoluția producției nete pentru perioada 2018 – 2023, ilustrată în Fig. 2.8, se constată că energia produsă de CNE Cernavodă a fost aproape constantă în decursul acestei perioade. Se poate observa că energia produsă de sursele regenerabile a depășit energia produsă de centralele ce funcționează cu combustibili fosili.

Din Tabelul 2.2 se observă că, din punct de vedere al adecvanței sistemului, estimată conform metodologiei ENTSO-E, capacitatea disponibilă netă în SEN a fost suficientă pentru acoperirea vârfului de sarcină din iulie 2023 în condiții de siguranță în funcționare a SEN. Valoarea capacității rămase a reprezentat cca. 15% din puterea disponibilă netă în SEN.

Tabelul 2.2

Nr. crt.	Putere disponibilă netă în SEN – a 3-a miercuri a lunii iulie 2023 - ora 12 RO (ora 11 CEST)	[MW]
1	centrale hidroelectrice	6313
2	centrale nucleare	1300
3	centrale termoelectrice convenționale	4127
4	resurse energetice regenerabile (eolian, fotovoltaic, biomasă)	4425
5	alte centrale	0
6	Capacitatea de producție netă [6=1+2+3+4+5]	16165
7	Putere indisponibilă (Reduceri temporare+conservări)	3972
8	Putere în reparație planificată	2024
9	Putere în reparație accidentală	74
10	Rezerva de putere pentru servicii de sistem	823
11	Puterea disponibilă netă asigurată [11=6-(7+8+9+10)]	9272
12	Consum intern	6750
13	Abatere consum față de consumul maxim al lunii	559
14	Capacitate rămasă (fără considerarea schimburilor cu alte sisteme) [14=11-12]	2522

LEGENDĂ:

- LEA 110 kV : —
- LEA 220 kV : —
- LEA 400 kV : — (..... funcționează la 220 kV)
- LEA 750 kV: — (funcționează la 400 kV)

În Tabelul 3.1 este prezentată sintetic componența RET conform Deciziei președintelui ANRE nr. 802/2016 pentru modificarea Licenței nr. 161 pentru prestarea serviciului de transport al energiei electrice, pentru prestarea serviciului de sistem și pentru administrarea pieței de echilibrare, iar în Anexa B-2 (Linii, Stații, Bobine) sunt prezentate în detaliu elementele RET: linii, transformatoare, bobine pe care CNTEE Transelectrica SA le exploatează în calitate de concesionar, proprietar sau în baza altui temei legal, conform Licenței.

CNTEE Transelectrica SA exploatează toate liniile de interconexiune, inclusiv cele de 110 kV.

Sistemul de transport al energiei electrice cuprinde: linii electrice aeriene (LEA) cu tensiunea nominală de 400 kV, 220 kV, 110 kV și stații electrice având tensiunea superioară celei de 400 kV și 220 kV, conform tabelului 3.1.

Tabelul 3.1 Instalațiile RET

Tensiunea [kV]	STAȚII			LEA [km]
	Stații [nr.]	Unități de transformare ≥100 MVA T/AT [nr.]	Putere nominală aparentă T/AT [MVA]	
400	38	2 20 31	500 400 250	4971,70*
220	43	2 81 1	400 200 100	3875,64
110	0	0	0	40,42
TOTAL	81	137	34850	8890,87

*) În valoarea totală a LEA 400 kV în anul 2016 a fost inclusă LEA Oradea Sud-Nădab-59,2 km

Notă: lungimea liniilor este defalcată în funcție de tensiunea constructivă

Lungimea totală a rețelei electrice de transport este de 8.890,87 km, din care liniile de interconexiune au lungimea de 489,04 km.

Liniile și stațiile electrice care alcătuiesc sistemul național de transport au fost construite, în majoritate, în perioada anilor 1960-1980, la nivelul tehnologic al acelei perioade.

A început și continuă un amplu program de retehnologizare și modernizare în stațiile electrice de transport, fiind deja retehnologizate circa **56%** (45 de stații) din totalul de 81 de stații.

Au continuat lucrările de rețehnologizare, în vederea creșterii performanței serviciului și încadrării în normele în vigoare în stații importante din RET; lucrări de implementare a sistemului de comandă – control – protecții în unele stații, lucrări de modernizare a protecțiilor, după cum urmează:

- în anul 2015: stația 400/110/20 kV Tulcea Vest, extindere stație 400 kV Cernavodă - etapa 1 - înlocuire bobine de compensare, înlocuire transformator 25 MVA 110/10 kV cu transformator 40 MVA în stația 220/110 kV Fundeni și modernizare sistem control - protecție în stația 220/110/20 kV Tihău;

- în anul 2016 au fost realizate următoarele lucrări (de investiții):

- Stația București Sud: Trafo 1 – 63 MVA, 110/10 kV nou
- Stația Fundeni: Trafo 3 – 40 MVA, 110/10 kV nou
- Stația Gheorgheni: Trafo 1 – 25 MVA, 110/20 kV nou
- Stația Grădiște: Trafo 2 – 25 MVA, 110/20 kV nou
- Stația Râureni: AT 200 MVA, 220/110 kV nou
- Stația Ungheni: AT 2 – 200 MVA, 220/110 kV nou
- Stația Vetis: modernizare sistem control-protecție
- LEA 220 kV Ișalnița – Craiova Nord circ. 1, înlocuirea conductoarelor active, cu conductor activ cu capacitate de transport mărită (tip ACSS, S = 558 mm², OI/Al, fabricație Iproeb)

- în anul 2017 au fost realizate lucrări de rețehnologizare în stația 220/110/20 kV Câmpia Turzii și în stația 220/110 kV Tihău - echipament primar, au fost înlocuite AT 200 MVA în stațiile 220/110 kV Craiova Nord, AT 2 – 200 MVA, 220/110 kV Arefu și 220/110 kV Pestiș, au fost înlocuite transformatoarele T1 și T2 2x16 MVA în stația 220/110/20 kV Vetis, Modernizare sistem SCADA stația Constanța Nord.

În perioada 2019-2023 s-au derulat lucrări de mentenanță majoră și s-au analizat, verificat și avizat Temele de proiectare, Expertizele tehnice, Caietele de sarcini de proiectare și execuție, Documentațiile de aprobare a lucrărilor de intervenție (DALI) și Studiile de fezabilitate aferente componentei de investiții (SF), Documentațiile de licitație (DL) pentru proiectele de mentenanță majoră cuprinse în Programele anuale de mentenanță RET. Aceste activități au avut ca obiect proiecte aflate în fazele de proiectare/demarare proceduri achiziție respectiv derulare contracte, după cum urmează:

- **Stații/Transformatoare** - Analiza stării echipamentelor din RET cu durata normală de funcționare depășită (unități de transformatoare 16 MVA -250 MVA și întreruptoare 110-400 kV), Piese de schimb necesare efectuării mentenanței instalațiilor de prevenire și stingerea incendiilor de tip SERGI.
- **LEA** - documentații de proiectare: „RC - LEA 400kV d.c. Țânțăreni-Kozlodui 1+2”, „RC - LEA 400kV Porțile de Fier-Slatina”, „Mentenanța majoră LEA 220 kV Cluj Floresti-Alba Iulia și stâlp antenă”, „RC LEA 400kV Mintia – Arad”, „Mentenanță majoră LEA 400 kV Iernut – Sibiu Sud”, „Mentenanță majoră LEA 400 kV Iernut – Ungheni 2”, „Mentenanță majoră LEA 220 kV Tihău - Baia Mare 3”, „RC LEA 400 kV Cernavodă – Constanța Nord – stâlpii nr.67-224(lotul 1) ”, „RC LEA 400 kV Cernavodă – Gura Ialomiței circ.1 – stâlpii nr.65-195(lotul2) ”, „RC LEA 400 kV Constanța Nord – Tariverde”.
- **LEA** – s-au derulat lucrările : „RK LEA 400 kV Roman Nord – Suceava”; Remediere neconformități conductoare active LEA 220 kV Gutinaș-Munteni-FAI în porțiunea 192-253, „Consolidare LEA 110 kV Tutora - Ungheni ”, „RK LEA 400 kV

București Sud – Pelicanu”, „RC - LEA 400 kV d.c. Tântăreni - Turceni G1+2, G3+4”, „RC LEA 400 kV CNE-Constanța Nord st. 1-66”, „RC LEA 400 kV CNE Cernavodă-Gura Ialomiței circ.1 st. 1-64”, „Mentenanță majoră LEA 220 kV d.c. Cluj Florești - Alba Iulia: Cluj Florești - Câmpia Turzii: Iernut - Câmpia Turzii”, Lucrări de remediere avarie la stâlpul nr. 120 LEA 220kV Fântanele-Gheorgheni, „Mentenanță majoră LEA 220 kV Alba - Sugag - Gâlceag”, „Mentenanță majoră LEA 400(220) kV Retezat – Hășdat”, „RC LEA 220kV Mintia – Timișoara - protecție anticorozivă stâlpi”, „RC - LEA 400kV d.c. Tântăreni - Kozlodui 1+2”.

- **LEA** – s-au prestat serviciile : „Inspecție aeriană multispectrală a liniilor electrice aeriene (LEA) 110-220-400-750 kV”, „Servicii de intretinere a culoarelor de trecere a LEA din zone cu vegetatie arboricola”;
- A fost încheiat Acordul cadru: Lucrări de montare/demontare sistem de stâlpi de intervenție, în regim de urgență
- Achiziții: Izolație din material compozit și sticlă-călită pentru instalații de 110-400 kV; Acord cadru pentru achiziția de Izolatoare coloane de separatoare; Achiziție echipamente primare de medie și înaltă tensiune

Investițiile efectuate până în prezent au permis menținerea la un nivel corespunzător a infrastructurii de conducere prin dispecer și a infrastructurii necesare funcționării piețelor de electricitate: rețea națională de fibră optică, sistem de monitorizare și conducere EMS-SCADA, sistem de măsurare a cantităților de energie electrică tranzacționate pe piața angro, platforme IT de tranzacționare și decontare. Este în curs de desfășurare programul de modernizare a întregii rețele la nivelul celor mai înalte standarde europene cu lucrări de modernizare și re tehnologizare a stațiilor electrice cele mai importante din RET, precum și de dezvoltare a capacității de transport pe linii de interconexiune.

Lucrările de modernizare/re tehnologizare efectuate în rețea au urmărit în permanență adoptarea de echipamente la nivelul tehnic al perioadei respective, ceea ce a permis și alegerea unor scheme de conexiuni simplificate pentru stațiile electrice. Transformatoarele și autotransformatoarele noi instalate în stațiile re tehnologizate se caracterizează prin parametri de funcționare îmbunătățiți și soluții constructive fără unități de reglaj sau unități monofazate, mărind siguranța în funcționare și reducând semnificativ costurile de mentenanță, impactul negativ asupra mediului și pierderile de energie electrică în rețea.

4 Gradul de încărcare a elementelor RET

Analiza gradului de încărcare a echipamentelor din RET este efectuată pe regimurile de referință din perioadă studiată: sezonul de vară 2023 și sezonul de iarnă 2023 – 2024. Regimurile sunt caracterizate prin acoperirea consumului și soldului import-export cu o structură de producție probabilă și au fost calculate pentru o topologie de rețea în conformitate cu Programul Anual de Retragere (PAR) din exploatare a echipamentelor pentru desfășurarea lucrărilor de investiții și mentenanță din RET. De asemenea, au fost considerate și indisponibilitățile unor unități de transformare din RET ca urmare a retragerii din exploatare. În calculele de regimuri se iau în considerare consumurile în stațiile electrice citite la palierul caracteristic de consum VSI (Vârf Seară Iarna), respectiv VDV (Vârf Dimineață Vara).

Trebuie menționat că în exploatare încărcările elementelor de rețea variază datorită

modificării permanente a nivelului și structurii consumului și producției, precum și datorită retragerilor din exploatare pentru reparații planificate și accidentale. Aceste aspecte pot conduce la încărcări mult diferite pe elementele rețelei.

Rezultatele analizelor ce sunt prezentate în continuare sunt preluate din studiile semestriale de planificare operațională a funcționării SEN pentru perioadele de vară 2023 și iarnă 2023-2024.

4.1 Sezonul de vară 2023

Analiza gradului de încărcare a echipamentelor din RET pentru perioada de vară 2023 este realizată pe un regim VDV cu producție de cca. 7280 MW în CEE, 700 MW în CEF, sold de export de 1000 MW și o rețea corespunzătoare unei scheme de calcul având următoarele caracteristici principale:

DET Bacău:

- RTh stația 220 kV **Dumbrava** finalizat, AT 1, 2 – 200 MVA 220/110 kV Dumbrava disponibile
- RTh **Filești** în desfășurare, cu LEA 220kV Lacu Sărat - Barboși derivație Filești provizorat în funcțiune, cu AT – 200 MVA, 220/110 kV Filești în funcțiune.
- RTh **Smârdan**: Ipoteza considerată pentru schema de calcul este: Trafo 3 (fost Trafo 1) – 250 MVA, 400/110 kV retras din exploatare. Trafo 2 nou – 250 MVA, 400/110 kV în funcțiune. LEA 400 kV Smârdan – Isaccea circ. 1 este disponibil, iar LEA 400 kV Smardan – Isaccea circ. 2 este indisponibil. Sunt necesare măsuri de regim. CLT 110 kV Smardan în funcțiune între barele 2A și 2B 110 kV; în stația Brăilița LEA 110 kV Abator și LEA 110 kV Smârdan în funcțiune; ca modificare față de schema normală de iarnă 2022 – 2023 în Liești LEA 110 kV Măxineni în rezervă caldă și în stația Gura Ialomiței Trafo 4 - 250 MVA în rezervă caldă la bara 2-110 kV;
- LEA 110 kV Războieni – Roman Nord, LEA 110 kV Vatra – Târgu Frumos și LEA 110 kV Bârlad – Glăvănești se mențin în funcțiune din cauza deficitului mare de putere din zonele Iași și Vaslui;
- Bobinele de compensare BC 400 kV Gutinaș, Suceava sunt disponibile;

DET București:

- Stația 110 kV **Băltăgești**, intrare – ieșire în LEA 110 kV Gura Ialomiței – Basarabi este echipată cu TC-uri cu $I_n=800$ A. S-a considerat în cadrul analizelor $I_{adm\ 30^\circ C}=485$ A pe LEA 110 kV Băltăgești – Gura Ialomiței, ținând cont de secțiunea conductoarelor active de racord ale celulei LEA 110 kV Băltăgești până la stâlpul nr. 1 din stația Gura Ialomiței (185 mm²), deși de la stâlpul nr. 1 din stația Gura Ialomiței până în stația Băltăgești, conductorul activ are secțiune superioară;
- RTh **Medgidia Sud** nu este finalizată, Trafo 2 - 250 MVA, 400/110 kV în funcțiune, celălalt Trafo fiind indisponibil, cu CT 110 kV Medgidia Sud conectată.
- S-au pus în funcțiune LEA 400 kV Cernavodă – Gura Ialomiței circ. 3 nou, LEA 400 kV Cernavodă – Gura Ialomiței circ. 2 nou și LEA 400 kV Cernavodă – Gura Ialomiței circ. 4 (fostul circ. 2), acesta din urmă fiind considerat în rezervă; se vor face analize pentru a stabili numărul de circuite care vor fi propuse pentru schema normală;
- Bobinele de compensare din stațiile 110 kV Fundeni (1 buc.), 400 kV București Sud (1 buc.), 110 kV Domnești (2 buc.), 400 kV Isaccea (2 buc.), 400 kV Cernavodă (2 buc.) sunt

disponibile;

DET 3:

- LEA 110 kV Argeş Sud – Jiblea, Valea Danului – Cornetu – derivație Gura Lotrului se mențin în funcțiune;
- **Rth Arefu:** se va funcționa cu LEA 220 kV Bradu – Râureni – derivație Arefu provizorat;
- Stația **Slatina:** se va funcționa cu o singură unitate de transformare 400/220 kV în stația Slatina (consum redus al Alro Slatina);
- Bobinele de compensare din stațiile **Bradu, Urechești, Tântăreni** sunt disponibile.

DET 4:

- Urmare a punerii în funcțiune a LEA 400 kV Nădab – Oradea Sud s-a considerat în schema de calcul funcționarea cu ambele unități de transformare din stația **400/110 kV Oradea Sud**, respectiv **LEA 110 kV Salonta – Chișineu Criș** și **CT 110 kV Vașcău** deconectate, cu următoarea distribuție în stația Vașcău: LEA 110 kV Beiuș și LEA 110 kV Sudrigiu în funcțiune la bara 1 – 110 kV și LEA 110 kV Vârfurile și LEA 110 kV Brad în funcțiune la bara 2 – 110 kV.

De asemenea CT 110 kV Suplac este conectată.

Se menționează că s-a considerat că este remediată problema în urma căreia în stația Oradea Sud BC 100 MVar funcționează singura pe o bara 2 – 400 kV, înseriată prin CT 400 kV, restul echipamentelor funcționând la cealaltă bara 1 – 400 kV;

- Consumatorul **Cuptoare** (Oțelu Roșu) alimentat din stația 110 kV Iaz este oprit;
- Consumatorii **Oțelărie Reșița** (alimentat din stația 220 kV Reșița) și **Oțelărie Hunedoara** (alimentat din stația 220 kV Pestiș) în funcțiune; alimentarea de rezervă este din stația Hășdat;

- **RTh Reșița:**

LEA 220 kV Reșița – Iaz circ. 2 este dezlegată în stația Reșița, LEA 220 kV Reșița – Iaz circ. 1 se consideră în funcțiune

Celula 220 kV AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Reșița (retras definitiv din exploatare) funcționează ca CT 220 kV provizorat;

- **RTh Iaz:**

AT2 și AT1 – 200 MVA sunt disponibile; se va funcționa cu o unitate de transformare în rezervă;

- **RTh Baru Mare:**

În Baru Mare continuă retehnologizarea stației 110 kV. Schema de calcul considerată este cu LEA 110 kV Hațeg și LEA Arena Lupeni în funcțiune pe bara 2A – 110 kV Baru Mare, cu LEA 110 kV Pui CFR – Lonea provizorat în funcțiune, CT 2A – 110 kV Baru Mare conectată, LEA 110 kV Baru Mare – Retezat – derivație CHE Clopotiva provizorat în funcțiune, LEA 110 kV Paroșeni – Aninoasa circ. 1 provizorat în funcțiune și LEA 110 kV Oțelu Roșu în rezervă în Retezat. În stația Petrila CT 110 kV este conectată. Zona 110 kV Hășdat – Baru Mare se debuclează de zona 110 kV Pestiș – Mintia prin conectarea CT 110 kV Laminoare și deconectarea LEA 110 kV Pestiș – Laminoare circ. 1 și circ. 2 și funcționarea cu LEA 110 kV Simeria – Călan în rezervă. Se menține în rezervă LEA 110 kV Peștiș – Hășdat – Hunedoara Oxigen Trafo1.

- Bobinele de compensare din stațiile 400 kV **Arad, Mintia și Oradea Sud** sunt disponibile;

DET 5:

- Ambele unități de transformare 200 MVA, 220/110 kV **Alba Iulia** sunt în funcțiune, AT1 – 200 MVA, 220/110 kV este nou. CT 110 kV Alba Iulia este deconectată, zona 110 kV **Câmpia Turzii** va funcționa debuclet de zona 110 kV Alba Iulia (CL 110 kV Ocna Mureș și LEA 110 kV Câmpia Turzii – Aiud deconectate). Se menține în stația **Cluj Florești** o singură unitate de transformare în funcțiune și CT 110 kV conectată;

- RTh **Ungheni**, finalizată:

AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Ungheni disponibil la bara 2 – 110 kV, AT2 220 MVA 220/110 kV disponibil la Bara 1B – 110 kV, LEA 220 kV Iernut – Ungheni circ. 1 și circ. 2, LEA 220 kV Ungheni – Fântânele, în funcțiune. CTA 110 kV și CTB 110 kV în rezervă, CL 110 kV în funcțiune. Se va funcționa cu o unitate de transformare în rezervă;

- Zona RED 110 kV Sibiu este debucletă de zonele Brașov și Alba Iulia prin aducerea în rezervă a LEA 110 kV Făgăraș – Hoghiz și LEA 110 kV Petrești – Miercurea Sibiului. Schema de funcționare în stația 110 kV Sibiu Sud este cu CL 110 kV Sibiu Sud **conectată** și cu următoarea distribuție:

- Bara 1A – 110 kV: LEA 110 kV Sibiu Nord circ. 1, LEA 110 kV Ucea circ. 1, LEA 110 kV Cisnădie și Trafo 3 – 250 MVA, 400/110 Sibiu Sud;

- Bara 1B – 110 kV: LEA 110 kV Sibiu Nord circ. 2, LEA 110 kV Ucea circ. 2 și Trafo 4 – 250 MVA, 400/110 kV Sibiu Sud.

În schema de calcul, topologia secțiunii S4 se menține cu debuclet în RED. LEA 110 kV Lechința – Deda se menține conectată ca în schema normală din sezonul de iarnă 2022-2023.

- Bobinele de compensare din stațiile 400 kV **Sibiu Sud, Roșiori, Dârste, Gădălin** sunt disponibile.

- În regim staționar de funcționare circulațiile de putere prin elementele RET (LEA 400 kV și LEA 220 kV, AT 400/220 kV, T 400/110 kV, AT 220/110 kV) se situează sub valorile maxime ale curenților admisibili pentru LEA 400 kV și 220 kV, respectiv sub puterea nominală pentru unitățile de transformare. Acestea sunt prezentate în Anexa B-3, Tabelele 1-5, Diagramele 1-5.

Din punct de vedere al încărcării liniilor față de puterea naturală se constată că, în regimul analizat, LEA 400 kV sunt încărcate în majoritate sub puterea naturală ($P_{nat} \approx 450$ MW). Liniile de 400 kV încărcate peste puterea naturală sunt:

- LEA 400 kV Tulcea Vest – Isaccea (cca. 920 MW);
- LEA 400 kV Gura Ialomiței – București Sud (cca. 618 MW);
- LEA 400 kV Cernavodă – Pelicanu (cca. 578 MW);
- LEA 400 kV București Sud – Domnești (cca. 561 MW);
- LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș (cca. 481 MW);
- LEA 400 kV Pelicanu – București sud (cca. 478 MW).

În regimul analizat majoritate LEA de 220 kV sunt încărcate sub puterea naturală ($P_{nat} \approx 150$ MW). Liniile de 220 kV încărcate peste puterea naturală sunt:

- LEA 220 kV București Sud - Fundeni circ. 1, 2 (cca. 198 MW);
- LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița circ 1, 2 (cca. 147 MW);

Încărcarea unităților de transformare ($\%S_n$) este prezentată sintetic în Tabelul 5.4.1, iar încărcarea liniilor de 400 kV și 220 kV ($\%I_{adm}$) este prezentată sintetic în Tabelul 5.4.2.

Numărul de unități de transformare necesare a fi în funcțiune s-a determinat în baza calculelor de verificare a criteriului (N-1) și din considerente de reducere a CPT.

Tabelul 5.4.1

Regim	Încărcare AT 400/220 kV (%S _n)		Încărcare AT 220/110 kV (%S _n)		Încărcare T 400/110 kV (%S _n)	
	maximă	medie	maximă	medie	maximă	medie
VDV 2023	74	32	61	23	82	36

Tabelul 5.4.2

Regim	LEA 400 kV (%I _{adm})		LEA 220 kV (%I _{adm})	
	maximă	medie	maximă	medie
VDV 2023	82	19	56	18

4.2 Sezonul de iarnă 2023-2024

Analiza gradului de încărcare a echipamentelor din RET pentru perioada de iarnă 2023 – 2024 este realizată pe un regim VSI cu producție de 2853 MW în CEE, sold de export de 700 MW și o rețea corespunzătoare unei scheme de calcul având următoarele caracteristici principale:

DET Bacău:

- RTh **Filești** s-a considerat finalizată în schema de calcul: se desființează provizoratul LEA 220 kV Lacu Sărat – Barboși – derivatie Filești provizorat și se funcționează cu LEA 220 kV Lacu Sărat – Filești și LEA 220 kV Filești – Barboși. În stația 220/110 kV Filești:

- LEA 220 kV Lacu Sărat și AT – 200 MVA, 220/110 kV în funcțiune la B1 – 220 kV;
- LEA 220 kV Barboși în funcțiune la B2 – 220 kV ;
- CT 220 kV în funcțiune.

În stația 110/20 kV Liești LEA 110 kV Hanu Conachi în rezervă caldă.

- RTh **Smârdan:**

Deoarece nu s-a estimat vreo punere în funcțiune, ipoteza considerată pentru schema de calcul este similară cu cea din sezonul precedent de vară 2023 și anume: Trafo 3 (fost Trafo 1) – 250 MVA, 400/110 kV retras din exploatare, Trafo 2 nou – 250 MVA, 400/110 kV în funcțiune. LEA 400 kV Smârdan – Isaccea circ. 1 este disponibilă, iar LEA 400 kV Smârdan – Isaccea circ. 2 este indisponibilă. Sunt necesare măsuri de regim: CLT 110 kV Smârdan în funcțiune între barele 2A și 2B 110 kV; în stația Brăilița LEA 110 kV Abator și LEA 110 kV Smârdan în funcțiune;

- LEA 110 kV Războieni – Roman Nord, LEA 110 kV Vatra – Târgu Frumos și LEA 110 kV Bârlad – Glăvănești se mențin în funcțiune din cauza deficitului mare de putere din zonele Iași și Vaslui;

- Bobinele de compensare 400 kV Gutinaș, Suceava sunt disponibile;

DET București:

- Stația 110 kV **Băltăgești**, racordată intrare – ieșire în LEA 110 kV Gura Ialomiței – Basarabi este echipată cu TC-uri cu $I_n = 800$ A. S-a considerat în cadrul analizelor $I_{adm} = 485$ A pe LEA 110 kV Băltăgești – Gura Ialomiței, ținând cont de secțiunea conductoarelor active dinte celula LEA 110 kV Băltăgești până la stâlpul nr. 1 din stația Gura

Ialomiței (185 mm²), deși de la stâlpul nr. 1 din stația Gura Ialomiței până în stația Băltăgești, conductorul activ are secțiune superioară;

- **RTh Medgidia Sud:**

S-a considerat că RTh Medgidia Sud nu este finalizată, Trafo 2 - 250 MVA, 400/110 kV în funcțiune, celălalt Trafo fiind indisponibil, cu CT 110 kV Medgidia Sud conectată.

În schema de calcul s-a considerat, că liniile de interconexiune din Dobrogea, LEA 400 kV Rahman – Dobrudja și LEA 400 kV Stupina – Varna se racordează în stația Medgidia Sud, astfel încât noile linii de interconexiune vor fi LEA 400 kV Medgidia Sud – Dobrudja și LEA 400 kV Medgidia Sud – Varna;

- S-au pus în funcțiune LEA 400 kV Cernavodă – Gura Ialomiței circ. 3 nou, LEA 400 kV Cernavodă – Gura Ialomiței circ. 4 (fostul circ. 2), LEA 400 kV Cernavodă – Gura Ialomiței circ. 2 nou, acesta din urmă fiind considerat în rezervă;

- Bobinele de compensare din stațiile 110 kV Fundeni (1 buc.), 400 kV București Sud (1 buc.), 110 kV Domnești (2 buc.), 400 kV Isaccea (2 buc.), 400 kV Cernavodă (2 buc.) sunt disponibile;

- Se funcționează cu:

- LEA 110 kV Hârșova – Topolog – derivație Cișmeaua Nouă deconectată;
- LEA 110 kV Baia – Mihai Viteazu – derivație Fântânele deconectată;
- LEA 110 kV Stejaru – Mihai Viteazu deconectată.

DET Craiova:

- LEA 110 kV Argeș Sud – Jibea, Valea Danului – Cornetu – derivație Gura Lotrului se mențin în funcțiune;

- **Rth Arefu:**

S-a considerat în schema de calcul că stația de 220 kV este finalizată, astfel încât se desființează LEA 220 kV Bradu – Râureni – derivație Arefu provizorat; se va funcționa cu LEA 220 kV Bradu – Arefu și LEA 220 kV Arefu – Râureni, ambele unități de transformare disponibile;

- **Stația Slatina:**

Se va funcționa cu o singură unitate de transformare 400/220 kV în stația Slatina (consum redus al Alro Slatina);

- Bobinele de compensare din stațiile Bradu, Urechești, Țânțăreni sunt disponibile.
- LEA 220 kV Bradu –Târgoviște, circ.1 este considerată secționată în schema de calcul, în vederea punerii în funcțiune a noii stații 220 kV Rătești, ce va asigura evacuarea puterii din CEF Rătești (P=131 MW);

DET Timișoara:

- Urmare a punerii în funcțiune a LEA 400 kV Nădab – Oradea Sud s-a considerat în schema de calcul funcționarea cu ambele unități de transformare din stația **400/110 kV Oradea Sud**, respectiv LEA 110 kV Salonta – Chișineu Criș și CT 110 kV Vașcău deconectate, cu următoarea distribuție în stația Vașcău: LEA 110 kV Beiuș și LEA 110 kV Sudrigiu în funcțiune la bara 1 – 110 kV și LEA 110 kV Vârfurile și LEA 110 kV Brad în funcțiune la bara 2 –110 kV, făcând ipoteza că este remediată problema indisponibilității întreruptorului aferent BC 100 MVA din stația Oradea Sud, în urma căreia aceasta funcționează singura pe bara 2 – 400 kV, înseriată prin CT 400 kV, restul echipamentelor funcționând la cealaltă bara 1 – 400 kV;

- Consumatorul **Cuptoare** (Oțelu Roșu) alimentat radial din stația 110 kV Iaz este oprit;
- Consumatorii **Oțelărie Reșița** (alimentat prin LES din stația 220 kV Reșița) și **Oțelărie Hunedoara** (alimentat din stația 220 kV Pestiș) în funcțiune; alimentarea de rezervă este din stația Hășdat;

- **RTh Reșița:**

S-a finalizat etapa 1 de retehnologizare în stația de 220 kV. Se menține în funcțiune celula cuplă transversală 220 kV provizorat;

LEA 220 kV Reșița – Iaz circ.1 este dezlegată în stația Reșița, LEA 220 kV Reșița – Iaz circ. 2 se consideră în funcțiune;

Celula 220 kV AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Reșița (retras definitiv din exploatare) funcționează ca CT 220 kV provizorat;

- **RTh Iaz:**

AT2 și AT1 – 200 MVA sunt disponibile; se va funcționa cu o unitate de transformare în rezervă;

- **RTh Baru Mare:**

Continuă lucrările în stația de 220 kV astfel încât se funcționează cu LEA 220 kV Paroșeni – Hășdat – AT 200 MVA, 220/110 kV Baru Mare provizorat.

Continuă retehnologizarea stației 110 kV, după finalizarea etapei a 3-a.

Schema de calcul considerată este cu:

- LEA 110 kV Baru Mare – Hațeg și LEA 110 kV Baru Mare – Arena Lupeni în funcțiune;
- LEA 110 kV Pui CFR – Lonea provizorat în funcțiune;
- LEA 110 kV Baru Mare – Retezat – CHE Clopotiva în funcțiune;
- LEA 110 kV Baru Mare – Aninoasa circ. 1 provizorat în funcțiune pe celulă mobilă;
- LEA 110 kV Baru Mare - Paroșeni circ. 2 în funcțiune;
- LEA 110 kV Oțelu Roșu în rezervă în stația 110 kV Retezat.

În stația Petrila CT 110 kV este conectată.

Zona 110 kV Hășdat – Baru Mare - Paroșeni se debuclează de zona 110 kV Pestiș – Mintia prin conectarea CT 110 kV Laminoare și deconectarea LEA 110 kV Pestiș – Laminoare circ. 1 și circ. 2 și funcționarea cu LEA 110 kV Simeria – Călan în rezervă;

- Este în funcțiune LEA 110 kV Ciudanovița – Călnic provizorat, realizat prin șuntarea LEA 110 kV Reșița – Ciudanovița cu LEA 110 kV Reșița - Călnic;
- Bobinele de compensare din stațiile 400 kV Arad, Mintia și Oradea Sud sunt disponibile.

DET Cluj:

- Ambele unități de transformare 200 MVA, 220/110 kV **Alba Iulia** sunt în funcțiune. CT 110 kV Alba Iulia este deconectată, zona 110 kV **Câmpia Turzii** va funcționa debuclet de zona 110 kV Alba Iulia (CL 110 kV Ocna Mureș și LEA 110 kV Câmpia Turzii – Aiud deconectate). Se menține în stația **Cluj Florești** o singură unitate de transformare în funcțiune și CT 110 kV conectată;

- **RTh Ungheni, finalizată:**

AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Ungheni disponibil la bara 2 – 110 kV, AT2 220 MVA 220/110 kV disponibil la Bara 1B – 110 kV, LEA 220 kV Iernut – Ungheni circ. 1 și circ. 2, LEA 220 kV Ungheni – Fântânele, în funcțiune. CTA 110 kV și CTB 110 kV în rezervă, CL 110 kV în funcțiune. Se va funcționa cu o unitate de transformare în rezervă;

- Zona RED 110 kV Sibiu este debucletă de zonele Brașov și Alba Iulia prin aducerea în rezervă a LEA 110 kV Făgăraș – Hoghiz și LEA 110 kV Petrești – Miercurea Sibiului.

Schema de funcționare în stația 110 kV Sibiu Sud este cu CL 110 kV Sibiu Sud **conectată** și cu următoarea distribuție:

- Bara 1A – 110 kV: LEA 110 kV Sibiu Nord circ. 1, LEA 110 kV Ucea circ. 1, LEA 110 kV Cîsnădie și Trafo 3 – 250 MVA, 400/110 Sibiu Sud;
 - Bara 1B – 110 kV: LEA 110 kV Sibiu Nord circ. 2, LEA 110 kV Ucea circ. 2 și Trafo 4 – 250 MVA, 400/110 kV Sibiu Sud.

- În schema de calcul, topologia secțiunii S4 se menține cu debucare în RED. LEA 110 kV Lechința – Deda se menține conectată ca în schema normală din sezonul de vară 2023;

- S-a analizat propunerea DET de a funcționa cu ambele unități de transformare din Gheorgheni și cu LEA 110 kV Miercurea Ciuc – Vlăhița deconectată, cu RABD în funcțiune. În regimul de bază R3 s-a constatat o reducere a circulației pe LEA 220 kV Stejaru – Gheorgheni cu cca. 5 % (de la 324 A la 310 A, cu o influență crescătoare nesemnificativă asupra valorii pierderilor în RED. S-a decis ca schema de calcul să fie cu o singură unitate de transformare în funcțiune și cu LEA 110 kV Miercurea Ciuc – Vlăhița conectată;

- Bobinele de compensare din stațiile 400 kV Sibiu Sud, Roșiori, Dârste, Gădălin sunt disponibile.

În regim staționar de funcționare circulațiile de putere prin elementele RET (LEA 400 kV și LEA 220 kV, AT 400/220 kV, T 400/110 kV, AT 220/110 kV) se situează sub valorile maxime ale curenților admisibili pentru LEA 400 kV și 220 kV, respectiv sub puterea nominală pentru unitățile de transformare. Acestea sunt prezentate în Anexa B-3, Tabelele 1-5, Diagramele 1-5.

Din punct de vedere al încărcării liniilor față de puterea naturală se constată că, în regimul analizat, LEA 400 kV sunt încărcate în majoritate sub puterea naturală ($P_{nat} \approx 450$ MW). Liniile de 400 kV încărcate peste puterea naturală sunt:

- LEA 400 kV Tulcea Vest – Isaccea (cca. 778 MW);
- LEA 400 kV Isaccea – Vulcănești (cca. 647 MW);
- LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș (cca. 552 MW);
- LEA 400 kV Gura Ialomiței – București Sud (cca. 514 MW);
- LEA 400 kV Cernavodă – Pelicanu (cca. 488 MW);
- LEA 400 kV Roșiori – Mukacevo (cca. 442 MW)

În regimul analizat LEA de 220 kV sunt în majoritate încărcate sub puterea naturală ($P_{nat} \approx 150$ MW). Liniile de 220 kV încărcate peste puterea naturală sunt:

- LEA 220 kV Urechești - Târgu Jiu Nord (cca. 268 MW);
- LEA 220 kV Târgu Jiu Nord - Paroșeni (cca. 266 MW);
- LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița circ 1, 2 (cca. 212 MW);
- LEA 220 kV Paroșeni – Baru Mare (cca. 201 MW);
- LEA 220 kV Brazi Vest – Teleajen (cca. 200 MW);
- LEA 220 kV Baru Mare – Hășdat (cca. 162 MW);
- LEA 220 kV București Sud - Fundeni circ. 1, 2 (cca. 161 MW);
- LEA 220 kV Filești – Barboși (cca. 156 MW);
- LEA 220 kV Lacu Sărat – Filești (cca. 146 MW);
- LEA 220 kV Mintia – Alba Iulia (140 MW);
- LEA 200 kV Reșița – Timișoara circ 1, 2 (cca. 138 MW);

Încărcarea unităților de transformare ($\%S_n$) este prezentată sintetic în Tabelul 5.4.3, iar încărcarea liniilor de 400 kV și 220 kV ($\%I_{adm}$) este prezentată sintetic în Tabelul 5.4.4. Numărul de unități de transformare necesare a fi în funcțiune s-a determinat în baza

calculelor de verificare a criteriului (N-1) și din considerente de reducere a CPT.

Tabelul 5.4.3

Regim	Încărcare AT 400/220 kV (%S _n)		Încărcare AT 220/110 kV (%S _n)		Încărcare T 400/110 kV (%S _n)	
	maximă	medie	maximă	medie	maximă	medie
VSI 2023 – 2024	73	38	60	29	82	39

Tabelul 5.4.4

Regim	LEA 400 kV (%I _{adm})		LEA 220 kV (%I _{adm})	
	maximă	medie	maximă	medie
VSI 2023 – 2024	69	20	74	20

4.3 Concluzii privind încărcarea rețelei interne

Conform regimurilor de referință din studiile semestriale de planificare a funcționării SEN cele mai încărcate LEA de 400 kV sunt: Tulcea Vest – Isaccea, Gutinaș – Smârdan, Pelicanu – Cernavodă, 400 kV București Sud – Gura Ialomiței, Iernut – Sibiu Sud, București Sud – Pelicanu. Cele mai încărcate LEA 220 kV sunt: Urechești – Târgu Jiu Nord, Paroșeni – Baru Mare, Porțile de Fier – Reșița circ. 1, 2, Reșița – Timișoara circ. 1, 2, București Sud – Fundeni circ. 1, 2, Lacu Sărat – Filești.

Regimurile pe baza cărora s-au furnizat rezultatele de mai sus (VDV 2020 și VSI 2019-2020) prezintă situații valabile pentru ipotezele considerate din punct de vedere al balanței propuse, palierului de consum considerat, producției CEE la valoarea maxim admisibilă determinată de condițiile respectării criteriului (N-1) în RET și RED pentru schema completă.

Gradul de încărcare al RET în schema completă este scăzut în raport cu valoarea capacității de transport a liniilor sau cu puterea aparentă nominală a unităților de transformare. Acesta nu este un indicator al nivelului de siguranță în funcționare a SEN, starea sigură de funcționare a SEN (conform definițiilor din Codul tehnic al RET) este starea de funcționare în care sunt satisfăcute: criteriul de siguranță (N-1), criteriul de stabilitate statică și condițiile de stabilitate tranzitorie.

4.4 Capacitățile disponibile pentru schimburi transfrontaliere

4.4.1 Tipuri de capacități disponibile pentru schimburi transfrontaliere

În cadrul calculului capacităților disponibile pentru schimburi transfrontaliere, CNTEE Transelectrica SA aplică prevederi din legislația europeană și națională, proceduri operaționale și convenții internaționale cu OTS vecine MAVIR, EMS, ESO EAD, Ukrenergo, Moldelectrica:

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

- Codul Tehnic al Rețelei Electrice de Transport aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 20/27.08.2004 cu modificările și completările ulterioare;
- Documentul „Synchronous Area Framework Agreement (SAFA) for Regional Group Continental Europe”, care înlocuiește Politica nr. 4 a Manualului de Operare al asociației ENTSO – E;
- Metodologia pentru determinarea și armonizarea capacităților nete de interconexiune (NTC), avizată cu Aviz ANRE nr. 16 din 29.07.2010;
- Convențiile de exploatare ale liniilor de interconexiune încheiate cu OTS vecine;
- Convențiile bilaterale de alocare a NTC pe granițe încheiate cu OTS vecine;
- Regulamentul (UE) 2017/1485 de stabilire a unei linii directe privind operarea sistemului de transport al energiei electrice;
- Regulamentul (UE) 2015/1222 de stabilire a unor linii directe privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor;
- Regulamentul (UE) 2016/1719 de stabilire a unei orientări privind alocarea capacităților pe piața pe termen lung;
- Regulamentul (UE) 2016/943 privind piața internă de energie electrică (reformare);
- Metodologii de calcul de capacitate dezvoltate la nivelul regiunilor de calcul de capacitate Core și SEE pentru orizonturile de timp anual, lunar, zilnic și intrazilnic și aprobate de către Autoritățile de Reglementare care fac parte din regiunea de calcul sau de către ACER, după caz.

CNTEE Transelectrica SA în calitate de OTS calculează următoarele tipuri de capacități disponibile pentru schimburi transfrontalier, ținând cont de programele de retrageri din exploatare, cu respectarea limitelor de siguranță în funcționare:

a) Capacități disponibile pentru schimburi transfrontaliere indicative maxime negarantate:

- Se calculează sezonier valorile NTC maxime negarantate în interfața de interconexiune sincronă a SEN pentru sezonul următor;
- Calculele se fac pentru topologie normală, luând în considerare și punerile în funcțiune semnificative pentru valoarea NTC care vor avea loc în perioada respectivă;
- Se consideră cele mai favorabile scenarii de schimb, urmărind atingerea simultană a mai multor limitări pe toate direcțiile și maximizarea schimburilor în interfața de interconexiune a SEN;
- Se calculează capacități de schimb totale între România și rețeaua europeană interconectată sincron și se distribuie pe granițe în funcție de scenariile de schimb considerate;
- Se verifică limitele de siguranță în funcționare și se determină limitele impuse de echipamente și de reglajele protecțiilor/ automatizărilor în funcțiune, considerând și acțiuni de remediere disponibile, de tip preventiv sau postavarie;
- Se menține o rezervă de fiabilitate TRM (Transmission Reliability Margin) pe interconexiuni; Valoarea TRM este stabilită la valorile de 300/ 400 MW pe interfața României la export/ import;
- Valorile NTC maxime sunt indicative, negarantate și nu sunt furnizate către piață pentru alocare. Acestea sunt utilizate pentru estimarea volumului maxim de schimb posibil.

b) Capacități disponibile pentru comerțul transfrontalier anuale și lunare ferme:

- CNTEE Transelectrica SA furnizează pentru utilizare comercială valorile capacităților disponibile pentru comerțul transfrontalier care pot fi utilizate simultan în aceeași direcție export/ import, cu marginea de fiabilitate convenită cu vecinii sau prin metodologiile comune de calcul coordonat, fără a pune în pericol siguranța sistemului:
 - Valori NTC anuale garantate pentru toate programele de reparații planificate anuale convenite în SEN și interconexiune;
 - Valori NTC lunare ferme pentru programele de reparații planificate lunare în SEN și interconexiune;
- Valorile NTC anuale ferme sunt calculate pe granițele României astfel:
 - Începând cu luna martie 2023, calculul de capacitate pentru alocarea anuală pe granița România – Bulgaria se face coordonat în cadrul regiunii SEE, din care fac parte și OTS din Bulgaria și Grecia. Procesul de calcul are la bază metoda NTC coordonat și este implementat conform metodologiei aprobate de către Autoritățile de reglementare parte din regiunea SEE, *“SEE CCR TSOs proposal for the common capacity calculation methodology for the long term market time-frame in accordance with Article 10 of the Commission Regulation (EU) 2016/ 1719 of 26 September 2016 establishing a guideline on forward capacity allocation”*;
 - Pentru granița România – Ungaria este în curs de implementare procesul de calcul de capacitate coordonat prin metoda fluxurilor de putere, cu termen estimativ de operaționalizare a procesului luna noiembrie 2024. Procesul are la bază metodologia aprobată de către ACER *“Long-term capacity calculation methodology of the Core capacity calculation region in accordance with Article 10 of Commission Regulation (EU) 2016/ 1719 of 26 September 2016 establishing a guideline on forward capacity allocation”* și se referă atât la procesul de calcul de capacitate pentru alocarea anuală cât și la cel pentru alocarea lunară de capacități interzonale;
 - Pentru granițele România – Ungaria și România – Serbia pentru care se organizează licitații anuale, valorile NTC se estimează luând în considerare experiența anului curent și anterior, respectiv programele simultane de reparații în interconexiune și a posibilităților de schimb;
 - Pentru granițele România – Ucraina și România – Republica Moldova nu au loc licitații anuale în prezent.
- Valori NTC lunare ferme sunt calculate pe granițele României astfel:
 - Începând cu luna martie 2023, calculul de capacitate pentru alocarea lunară pe granița România – Bulgaria se face coordonat în cadrul regiunii SEE, conform metodologiei aprobate de către Autoritățile de reglementare parte din regiunea SEE, *“SEE CCR TSOs proposal for the common capacity calculation methodology for the long term market time-frame in accordance with Article 10 of the Commission Regulation (EU) 2016/ 1719 of 26 September 2016 establishing a guideline on forward capacity allocation”*.
 - Pentru granițele România – Ungaria, România – Serbia valorile NTC se calculează lunar cu metodologia de calcul dezvoltată în cadrul DEN pe baza recomandărilor ENTSO-E privind schimburile interdependente în rețele buclate: valorile NTC bilaterale se determină coordonat prin calculul unor valori NTC compozite în interfața de interconexiune a SEN și alte interfețe utilizate în comun cu sistemele vecine. Pentru fiecare lună sunt calculate valori NTC ferme pe granițe, utilizabile simultan în întreaga interfață de

interconexiune a SEN în condiții de siguranță.

- Pentru granițele România – Ucraina și România – Republica Moldova nu au loc licitații lunare în prezent.

c) Capacități disponibile pentru comerțul transfrontalier zilnice și intrazilnice

CNTEE Transelectrica pune la dispoziția participanților la piață capacități disponibile pentru comerțul transfrontalier atât pentru piața cuplată pentru ziua următoare (SDAC) cât și pentru piața cuplată intrazilnică (SIDC) pentru granițele cu licitații implicite și anume România – Ungaria și România – Bulgaria. De asemenea, au loc licitații zilnice de alocare de capacitate de tip explicit pe granițele România – Serbia, România – Ucraina și România – Republica Moldova și licitații intrazilnice de tip explicit pe granița România – Serbia.

Începând cu anul 2021, în Regiunea de Calcul de Capacitate SEE a fost implementată metodologia *SEE CCR TSOs' proposal for the common capacity calculation methodology for the day-ahead and intraday market time-frame* (conform articolului 21 din Regulamentul (UE) 2015/1222) aprobată de autoritățile de reglementare din regiunea SEE. Astfel, începând cu data de 01.07.2021 calculul de capacitate pentru intervalul de timp al pieței pentru ziua următoare pe granița România – Bulgaria se realizează în mod coordonat la nivelul regiunii SEE. Începând cu luna octombrie 2021 a fost operaționalizat și primul calcul de capacitate pentru piața intrazilnică pe această graniță, urmând ca începând cu octombrie 2022 să fie operaționalizat și cel de-al doilea calcul.

În trimestrul II al anului 2022, în cadrul regiunii Core a fost implementată metodologia *Day-ahead capacity calculation methodology of the Core capacity calculation region* (conform articolului 20ff din Regulamentul (UE) 2015/1222) aprobată de ACER. Astfel, începând cu data de 09.06.2022 calculul de capacitate pentru intervalul de timp al pieței pentru ziua următoare pe granița România – Ungaria se realizează în mod coordonat prin metoda fluxurilor de putere la nivelul regiunii Core. Pentru orizontul de timp intrazilnic, calculul de capacitatea coordonat pe această graniță are termen de operaționalizare luna mai 2024.

Pentru granițele România – Ucraina și România – Republica Moldova este în curs de dezvoltare un calcul automat pe interfața Ucraina – Republica Moldova, coordonat cu vecinii acestora: România, Ungaria, Polonia, Slovacia. În prezent calculul este realizat la nivel sezonier, cu armonizare la nivel zilnic în funcție de restricțiile de rețea ale părților implicate.

4.4.2 Capacități nete de schimb maxime negarantate

Scenarii export	RO→HU	RO→RS	RO→BG	RO→(UA+MD)
export 1	30%	30%	30%	10%
export 2	30%	15%	45%	10%
export 3	45%	15%	30%	10%
export 4	30%	40%	20%	10%
export 5	40%	30%	20%	10%
Scenarii import	RO←HU	RO←RS	RO←BG	RO←(UA+MD)
import 1	30%	30%	30%	10%
import 2	30%	15%	45%	10%
import 3	45%	15%	30%	10%
import 4	30%	40%	20%	10%
import 5	40%	30%	20%	10%

Calculul valorilor NTC maxime negarantate se realizează în studiile semestriale de planificare operațională a funcționării SEN. Se calculează aceste valori considerând diferite structuri de creștere a schimbului simultan în mai multe direcții, conform scenariilor de mai jos:

Sursa: <https://www.transelectrica.ro/web/tel/380>

Valorile NTC maxime indicative negarantate în interfața de interconexiune a SEN pentru vara 2023 sunt prezentate în tabelul următor:

Scenarii NTC	exp1/ imp1	exp2/ imp2	exp3/ imp3	exp4/ imp4	exp5/ imp5
Export RO	3200	3400	3300	3100	3100
Import RO	3050	3200	3200	3050	3150
RO->HU	800	800	800	800	800
HU->RO	1000	1000	1000	1000	1000
RO->RS	800	800	800	800	800
RS->RO	800	800	800	800	800
RO->BG	1300	1400	1300	1100	1100
BG->RO	1000	1000	1000	1000	1000
RO->UA	300	400	400	400	400
UA->RO	250	400	400	250	350

Valorile NTC maxime indicative negarantate în interfața de interconexiune a SEN pentru iarna 2023 – 2024 sunt prezentate în tabelul următor:

Scenarii NTC	exp1/ imp1	exp2/ imp2	exp3/ imp3	exp4/ imp4	exp5/ imp5
Export RO	3500	3400	3400	3500	3400
Import RO	3600	3500	3500	3600	3500
RO->HU	1000	1000	1000	1000	1000
HU->RO	1000	1000	1000	1000	1000
RO->RS	800	800	800	800	800
RS->RO	800	800	800	800	800
RO->BG	1300	1300	1300	1300	1300
BG->RO	1300	1300	1300	1300	1300
RO->UA	400	300	300	400	300
UA->RO	500	400	400	500	400

4.4.3 Capacități nete de schimb lunare

În tabelul următor sunt prezentate valorile maxime ale profilelor NTC calculate de către CNTEE Transelectrica SA din perioada 2018 – 2023.

	Valori maxime NTC lunare [MW]					
	2018	2019	2020	2021	2022	2023
RO export	1550	1550	2400	2800	2800	3260
RO import	2200	2450	2700	3200	3400	3260
RO→HU	600	650	700	800	1000	1000
HU→RO	700	800	700	1000	1100	1000
RO→RS	600	600	600	800	500	700
RS→RO	800	800	800	800	700	700
RO→BG	300	250	900	1000	1250	1560
BG→RO	400	350	800	1000	1500	1560
RO→UA	50	50	200	200	50	0
UA→RO	300	500	400	400	100	0
RO→MD	-	-	-	-	-	0
MD→RO	-	-	-	-	-	0

Sursa: <http://transelectrica.ro/web/tel/prognoza-capacitati>

4.4.4 Factori ce influențează valorile capacităților maxime negarantate și ale capacităților de schimb ferme anuale și lunare

Analiza referitoare la factorii cu influență asupra capacităților transfrontaliere disponibile pentru alocare, se bazează pe rezultate și concluzii care provin din studiile sezoniere de planificare operațională a funcționării SEN, precum și din experiența acumulată în cadrul calculelor coordonate dedicate regiunilor de calcul de capacitate din care granițele României fac parte.

Următorii factori au influențat semnificativ valorile capacităților maxime negarantate și ale capacităților de schimb ferme anuale și lunare în perioada 2022 – 2023:

- Schimburile prognozate, valorile NTC anuale ferme;
- Programele de reparații pentru luna respectivă;
- Prognoza de producție și consum, existând luni cu o hidraulicitate ridicată și o producție mare în CHE din zona de sud-vest a SEN, cu un impact ridicat asupra capacităților disponibile pentru comerțul interzonal;
- Starea automatizărilor, acțiunile de remediere disponibile pentru intervalul considerat în calcul;
- Configurația regiunilor de calcul de capacitate, CNTEE Transelectrica SA fiind implicată în două astfel de regiuni, regiunea SEE pentru granița România – Bulgaria și regiunea Core pentru granița România – Ungaria, iar celelalte granițe nu sunt parte din nicio regiune. Astfel, calculul nu este coordonat pe toate granițele României. Pentru fiecare calcul dedicat, schimburile pe granițele exterioare regiunii sunt considerate ca fixe, fiind bazate pe principiul „cele mai bune prognoze”;
- Circulațiile de putere din zona de sud – est către regiunea centrală a Europei Continentale pot conduce la tranzite de putere prin elementele de rețea ale României și la suprasolicitarea rețelei electrice de transport;
- Puterea produsă în centralele electrice eoliene din Dobrogea – operarea sistemului având o producție mare în CEE din zona Dobrogea și import din Bulgaria duc la

încărcarea nesimetrică între liniile de interconexiune din zona Dobrogea și LEA 400 kV Țânțăreni – Kozlodui, circuitul aflat în funcțiune, cel din urmă preluând un flux de putere mult mai mare. Acest lucru duce la solicitarea suplimentară a rețelei electrice;

- Calculul valorilor NTC la nivel lunar se face pe subperioade, utilizând modele de rețea sezoniere, având un anumit grad de incertitudine;
- Limitele sezoniere de siguranță în funcționare pe elementele de rețea care limitează capacitatea transfrontalieră;
- Retragera din exploatare ale elementelor relevante pentru lucrări de mentenanță și investiții;
- Funcționarea cu deficit redus în zona de nord (secțiunea S4) determină creșterea valorilor NTC de import;
- Implementarea proceselor coordonate la nivelul regiunilor de calcul de capacitate, precum: validarea coordonată a capacităților, în comun, de către toate OTS implicate, coordonarea siguranței în funcționare cu aplicarea măsurilor de redispecerizare și împărțire a costurilor etc.;

Rapoartele anuale privind congestiile comerciale generate de schimburile transfrontaliere de energie electrica se află pe pagina de internet a CNTEE Transelectrica SA la adresa <http://www.transelectrica.ro/web/tel/355>.

Comparând valorile capacităților disponibile lunare ferme cu cele maxime negarantate, se observă ca primele sunt mai mici , având următoarele motive:

- Considerarea unor scenarii cu schimburi simultane între mai mulți parteneri prin interfețe multilaterale comune și alocări succesive pe mai multe granițe, determinând solicitarea preferențială a unor granițe ale SEN, conform metodologiei de calcul a valorilor NTC lunare față de cea pentru valorile NTC maxime negarantate;
- Desfășurarea unor programe de lucrări în RET care au necesitat retrageri din exploatare a unor linii cu impact asupra capacităților transfrontaliere;
- Variația structurii schimburilor cu partenerii de interconexiune având în vedere modelul de rețea comun pe care se realizează calculele pentru valorile NTC sezoniere maxime și NTC lunar.

4.4.5 Reprezentarea grafică a influențelor asupra NTC ferme din perioada 2019-2020

Reprezentarea profilului valorilor NTC din Figurile 5.4.4.1 și 5.4.4.2 indică perioadele în care valorile NTC variază pe interfața României pentru perioada **2022 – 2023**. Reducerea valorilor NTC poate fi cauzată de de retragerile din exploatare ale unor linii de interconexiune ale României sau elemente interne din RET, dar și din cauza unor elemente ale OTS din interconexiune.

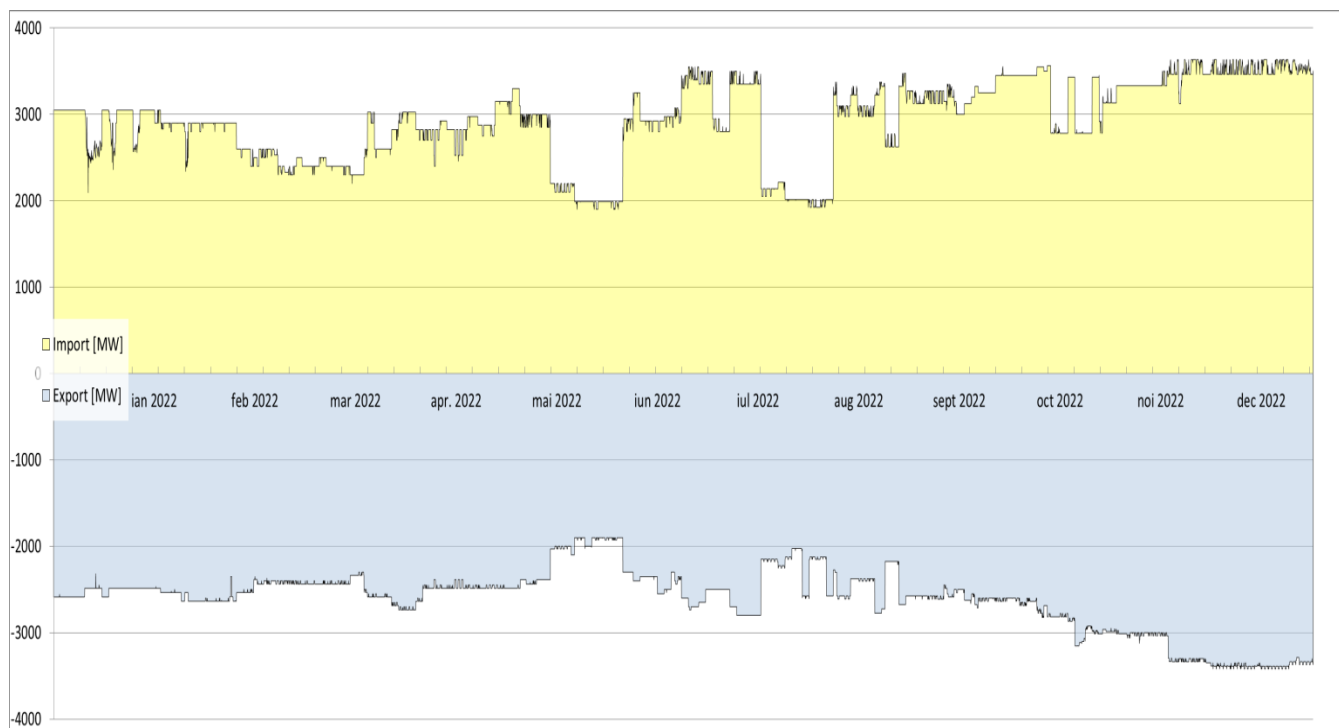


Fig. 5.4.4.2. Valori NTC ferme pentru import și export în anul 2022

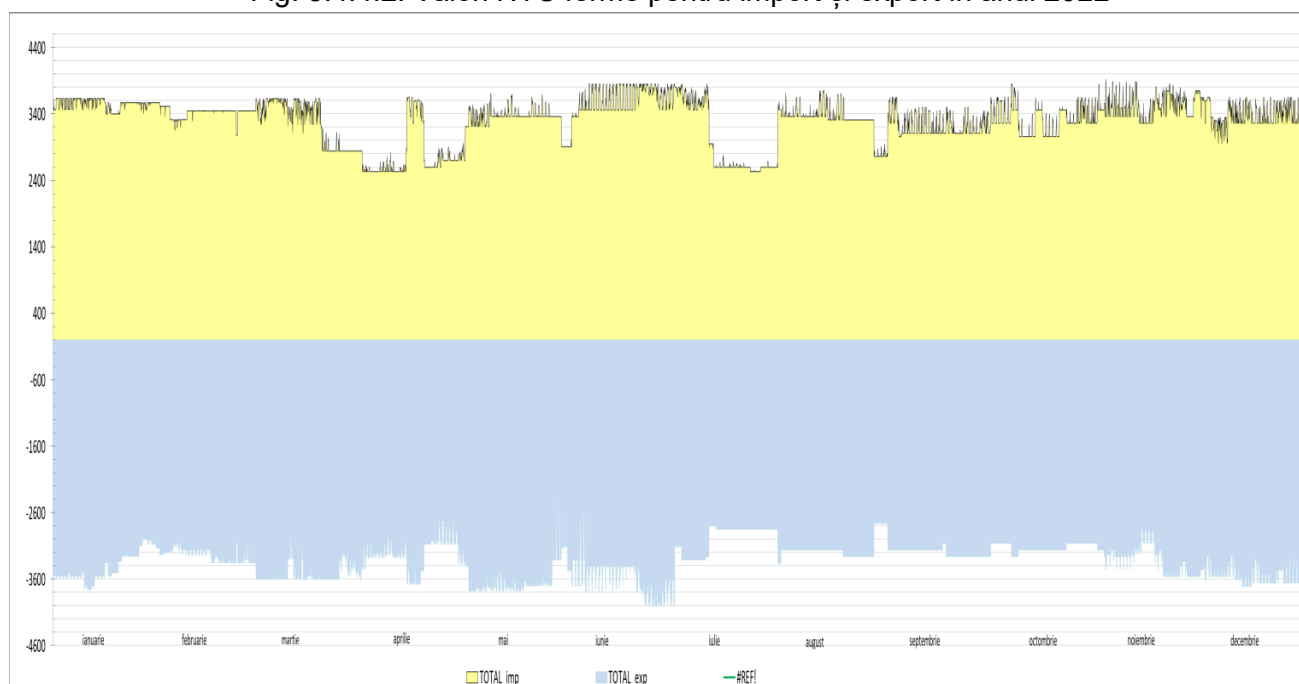


Fig. 5.4.4.2. Valori NTC ferme pentru import și export în anul 2023

4.4.6 Reprezentarea grafică a profilelor NTC și programelor de schimb

În Figurile 5.4.4.3 și 5.4.4.4 se pot observa profilele valorilor NTC în interfața SEN și programele de schimb (schimburi comerciale programate orare) în anii 2022 – 2023. Se obțin curbele care explicitează gradul de utilizare a NTC la aceste momente reprezentative ale zilei. Rezultatul soldării programelor de schimb (între schimburile comerciale programate de export și de import) se încadrează în valorile NTC. Această concluzie este valabilă pentru orice palier analizat, adică atât la gol de noapte, cât și la vârf de dimineață. Pe baza soldului

orar se constată faptul că soldul SEN a fost predominant de import în anul 2022 și predominant de export în anul 2023.

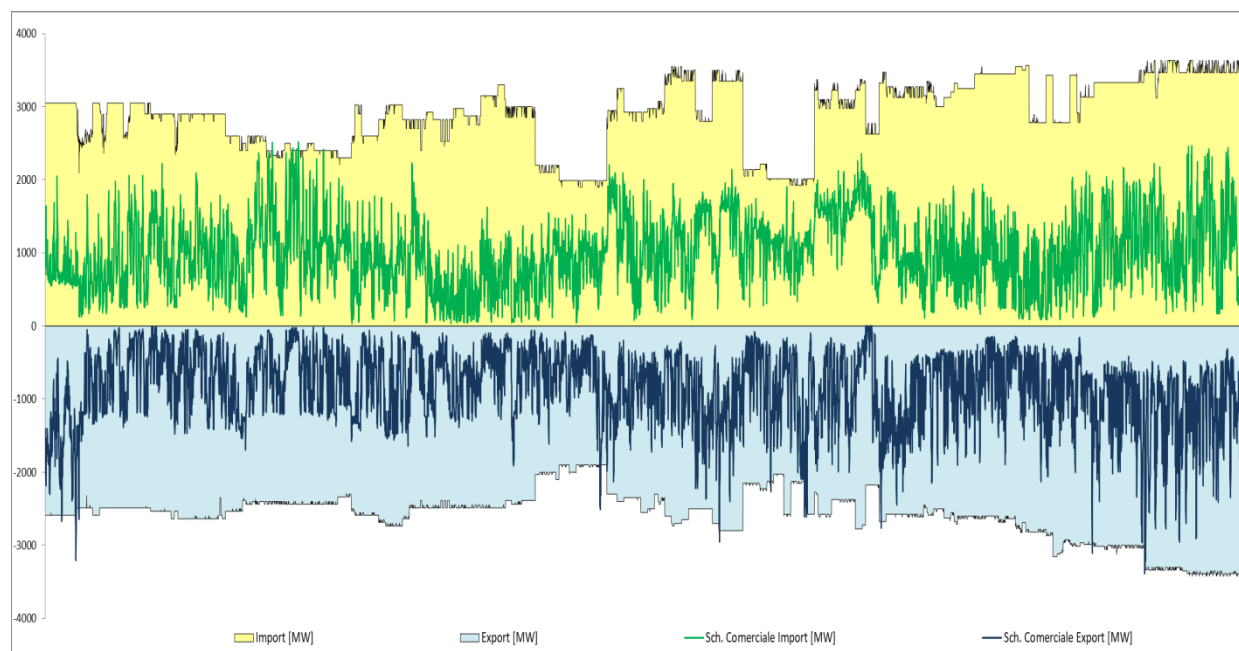


Fig. 5.4.4.3. Valori NTC ferme și programe de schimb în anul 2022

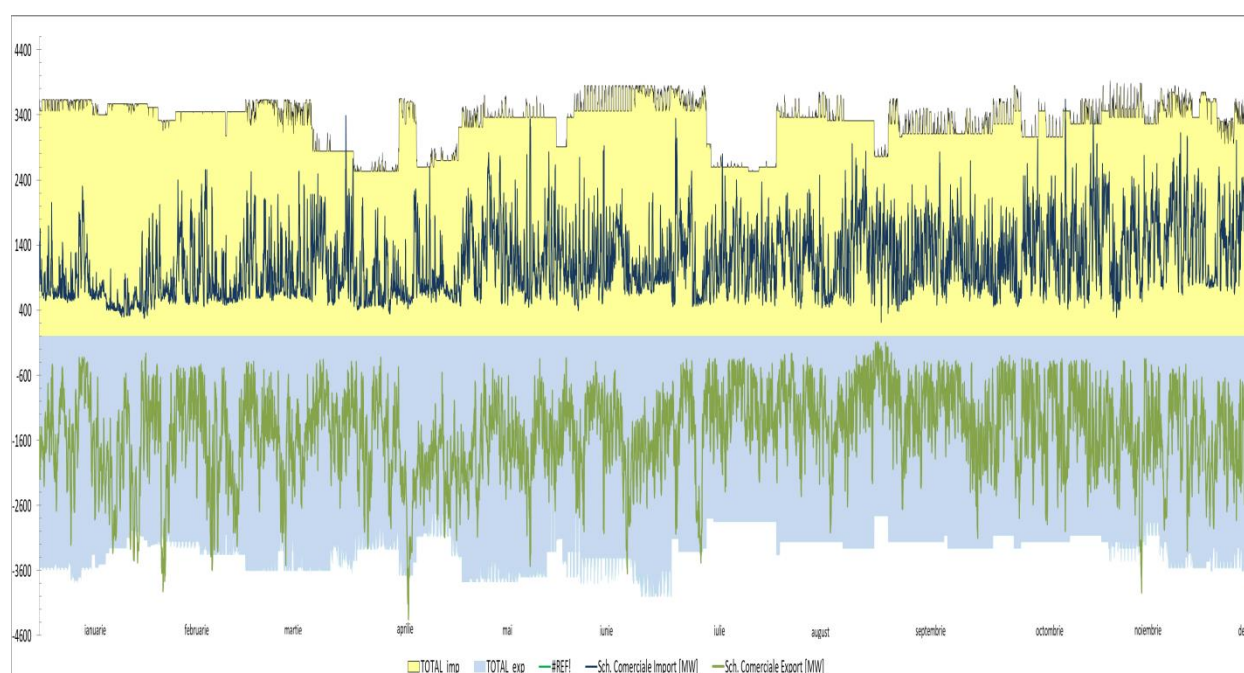


Fig. 5.4.4.4 Valori NTC ferme și programe de schimb în anul 2023

5 Nivelul admisibil de tensiune, reglajul tensiunii în nodurile RET, compensarea puterii reactive, calitatea tensiunii

Nivelul de tensiune din SEN pentru un anumit palier de consum este reglat cu următoarele mijloace de compensare a puterii reactive:

- Generatoarele sincrone, prin reglarea tensiunii la borne cu utilizarea benzii de putere

reactivă (primară sau secundară) din diagrama P-Q;

- Hidroagregate în regim de compensator sincron;
- Instalațiile de reglaj automat U-Q din noduri 400 kV din RET, cu utilizarea benzii de putere reactivă din diagrama P-Q a unor centrale electrice clasice sau bazate pe surse regenerabile;
- Bobine de compensare;
- Ploturile de funcționare ale unităților de transformare de sistem și bloc;
- Baterii de condensatoare.

Reglajul secundar automat de tensiune este implementat în RET pe barele stațiilor de 400 kV Stupina, Rahman, Tariverde, Brazi Vest, Gura Ialomiței și pe barele stațiilor de 220 kV Brazi Vest și Lotru.

Ca ultimă măsură pentru menținerea tensiunilor în limitele admisibile, în unele situații de gol de sarcină, se aduc în rezervă caldă anumite LEA de 400 kV sau 220 kV, după ce în prealabil s-a verificat că prin deconectarea lor nu este afectată siguranța SEN (respectarea criteriului N-1).

Pentru analizele de regim permanent s-a considerat banda primară de putere reactivă la generatoarele modelate la borne (banda secundară este luată în considerare numai pentru analizele de stabilitate statică).

În Anexele B-5 și B-6 sunt prezentate valorile tensiunilor calculate pentru nodurile RET din regimurile de vară 2023 și iarnă 2023 – 2024 descrise în capitolul 5.4. În aceste regimuri necesitatea menținerii în funcțiune a unor bobine de compensare s-a determinat prin calcule. În regimul VDV 2023 s-au menținut în funcțiune bobinele de compensare din stațiile 400 kV Roșiori, Suceava, Cernavodă (o BC), Țânțăreni (o BC), Urechești, iar în regimul VSI 2023 – 2024 s-au menținut în funcțiune bobinele de compensare din stațiile 400 kV Roșiori, București, Cernavodă (o BC), Țânțăreni (o BC) și Urechești.

În regimurile de gol de sarcină s-a determinat prin calcule necesitatea aducerii în funcțiune a tuturor bobinelor de compensare disponibile din RET și RED 110 kV. De asemenea, la reglajul tensiunii a fost necesară utilizarea și a altor mijloace de reglaj: modificarea ploturilor la unitățile de transformare, funcționarea unor generatoare sincrone în regim capacitiv.

În Tabelul 5.5.1. se prezintă valorile puterii active (soldate) tranzitate între RET și RED, determinate pe barele de 110 kV ale autotransformatoarelor 220/110 kV și transformatoarelor 400/110 kV.

Tabelul 5.5.1

Regim		Tranzit soldat RET→RED
		P [MW]
Iarna 2023 – 2024	VSI	4044
Vara 2023	VDV	3035

Consumul alimentat din RED reprezintă cca. 94,84% din consumul total de putere activă la palierul de VDV 2023 și 94,48% din consumul total de putere activă la palierul de VSI 2023 – 2024.

Mijloacele de reglaj al tensiunii în RET - modificări în ultimii 5 ani

În prezent în RET se face reglaj secundar automat de tensiune pe barele stațiilor de 400 kV Stupina, Rahman, Tariverde, Brazi Vest, Gura Ialomiței și pe barele stațiilor de 220 kV Brazi Vest și Lotru.

Bobinele de compensare monofazate de 330 (3x110) MVar, 750 kV care au funcționat la 400 kV în stația Isaccea au fost înlocuite cu bobine noi trifazate de 100 MVar, 400 kV, punerea lor în funcțiune a fost pentru BC 2 în data de 19.06.2019 și pentru BC 1 în data de 03.07.2019.

În stația 400 kV Sibiu Sud a fost pusă în funcțiune o bobină de compensare relocată din stația 400 kV Țânțăreni (fosta BC A – 100 MVar) în data de 12.12.2019.

În stația 400 kV București Sud s-a pus în funcțiune în data de 30.01.2020 o bobină de compensare de 100 MVar nouă. Bobina de compensare 100 MVar veche care s-a defectat în data de 22.01.2018 după reparație a fost pusă în funcțiune în data de 15.10.2020 în stația 400 kV Țânțăreni în locul BC A relocată în stația 400 kV Sibiu Sud. În data de 02.08.2021 s-a pus în funcțiune BC 100 MVar în soluție definitivă în stația Sibiu Sud, utilizând o celulă mobilă racordată la bara 2 – 400 kV.

În stația 400 kV Arad s-a pus în funcțiune în data de 06.03.2020 o bobină de compensare de 100 MVar nouă, înlocuind bobina de compensare 100 MVar veche care era indisponibilă din data de 06.03.2020.

Bobina de compensare achiziționată în vederea punerii în funcțiune în stația 400 kV Smârdan a fost relocată și pusă în funcțiune în stația 400 kV Bradu în data de 09.09.2020 în soluție provizorie utilizând stâlpi de intervenție. În data de 20.08.2021 s-a pus în funcțiune BC 100 MVar în stația Bradu, utilizând o celulă mobilă racordată la bara 1 – 400 kV. După instalarea mijlocului modern de compensare a puterii reactive în stația Bradu bobina de compensare va fi pusă în funcțiune în stația Smârdan, având în vedere că bobina de compensare 100 MVar din stația 400 kV Smârdan este indisponibilă din data de 09.01.2017.

De asemenea, în cadrul proiectului de rețehnologizare al stației 400/110/20 kV Domnești au fost puse în funcțiune două bobine de compensare de 100 MVar, la tensiunea de 110 kV, BC 2 – 100 MVar pe data de 05.12.2020 și BC 1 – 100 MVar pe data de 29.04.2021.

Mijloacele de reglaj al tensiunii în RET – soluții moderne care vor fi implementate în perioada 2022-2031:

- Mijloace modern de reglaj al tensiunii în stațiile Sibiu Sud și Bradu;
- Mijloace modern de reglaj al tensiunii în stațiile Suceava, Gutinaș și Roșiori (Proiect CARMEN – PIC).

Calitatea tensiunii în RET

În data de 30.03.2016 a intrat în vigoare „Standardul de performanță pentru serviciul de transport al energiei electrice și pentru serviciul de sistem” elaborat de ANRE (actualizat prin Ordinul ANRE nr. 36/09.06.2021).

Actualele reglementări din România (Standardul de performanță și Codul RET) impun Operatorului de Transport și Sistem să monitorizeze și să raporteze respectarea calității energiei electrice în propria rețea. Această activitate se desfășoară în conformitate cu procedura „Modul de calcul și raportarea indicatorilor de performanță ai Transelectrica, conform standardului de performanță pentru serviciile de transport și de sistem ale energiei electrice”, cod TEL 30.12 - pentru evaluarea și respectarea cerințelor de Calitate a Energiei Electrice în stațiile proprii și de identificare a surselor perturbatoare.

Conform CEER (Council of European Energy Regulators - 2001) și EURELECTRIC

(2006), aspectele legate de calitatea energiei electrice se clasifică în următoarele categorii:

- *Calitatea tensiunii* – cu referire la caracteristicile tehnice ale tensiunii;
- *Continuitatea alimentării* – cu referire la continuitatea în alimentarea consumatorilor;
- *Calitatea comercială* – cu referire la relațiile comerciale dintre furnizori, respectiv, dintre distribuitori și utilizatori în ceea ce privește asigurarea diferitelor servicii.

În ceea ce privește monitorizarea calității tensiunii în nodurile RET, CNTEE Transelectrica SA aplică o strategie de supraveghere a calității energiei electrice atât printr-un sistem de monitorizare a calității energiei electrice (SMCENEL) gestionat de DM-OMEPA și pus în funcțiune în aprilie 2011, cât și printr-un program de supraveghere a calității curbei de tensiune la cerere sau în situații solicitate de către DEN (măsurători temporare), în stațiile CNTEE Transelectrica SA, utilizând 6 analizoare portabile. Sistemul centralizat de monitorizare a calității aparținând CNTEE Transelectrica SA monitorizează calitatea energiei electrice în 124 de puncte aflate la interfața RET/RED, la marii consumatori și la producători perturbatori conectați la RET, precum și pe unele linii de interconexiune cu sistemele electroenergetice vecine. Măsurătorile temporare au urmărit realizarea de măsurători simultane de calitate în mai multe stații învecinate electric, în scopul determinării consumatorului perturbator și a ariei de vulnerabilitate.

În vederea îmbunătățirii calității tensiunii în sistem, CNTEE Transelectrica SA a realizat, la nivelul anului 2024:

- Punerea în funcțiune a reglajului de tensiune utilizând întreaga posibilitate de reglaj a centralelor racordate în 8 stații. Monitorizarea funcționării acestor bucle de reglaj de tensiune este permanentă;
- Asigurarea mentenanței întregului sistem de monitorizare a calității energiei electrice;
- Introducerea în avizele de racordare³ contracte/convenții de exploatare a unor cerințe și penalități privind respectarea cerințelor de calitate a curbei de tensiune;
- Efectuarea de măsurători înainte și după racordarea consumatorilor mari și potențial perturbatori racordați în stațiile 110 kV Transelectrica sau în RET;
- Efectuarea de măsurători de calitate a energiei electrice la punerea în funcțiune a oricărei centrale electrice eoliene sau fotovoltaice și condiționarea emiterii certificatului de conformitate de respectarea limitelor impuse de standardele și normele tehnice aflate în vigoare;
- Extinderea numărului de noduri cu monitorizare permanentă. În 2024 numărul total de puncte de măsură integrate în sistemul de monitorizare permanentă este de 124 de puncte de monitorizare. În următorii ani, prin implementarea unui nou sistem de monitorizare a calității energiei electrice, se va extinde monitorizarea calității energiei electrice în toate stațiile RET și pe liniile de interconexiune cu sistemele electroenergetice vecine;
- Introducerea în normele tehnice de conectare a grupurilor generatoare a cerinței ca toate centralele eoliene (CEE) și fotovoltaice (CEF) dispecerizabile să poată fi monitorizate în domeniul calității energiei electrice, cu echipamente⁴ de clasa A,

³ Ordinul ANRE nr.51/2009 modificat și completat cu Ordinul ANRE nr.29/2013, Ordinul ANRE nr.30/2013, Standardul de performanță pentru serviciul de transport al energiei electrice și pentru serviciul de sistem, aprobat prin Ordin ANRE nr. 12/30.03.2016, modificat și completat cu Ordinul ANRE nr. 36/2021.

⁴ Standardul SR EN 61000-4-30.

obligatoriu pe durata probelor de performanță și opțional integrarea acestora în sistemele de monitorizare a operatorului de rețea în care acestea se racordează: RET – dacă centralele electrice eoliene sau fotovoltaice se racordează în RET, respectiv în RED dacă acestea se racordează în RED.

6 Pierderi de putere la palierele caracteristice ale curbei de sarcină și energie electrică anuală, în RET

Nivelul pierderilor de energie electrică este un rezultat al mai multor factori: circulațiile de putere rezultate ca urmare a repartiției teritoriale a consumului și producției, circulațiile pe liniile de interconexiune, rezultate din funcționarea pieței de energie la nivel european, performanțele echipamentelor din rețea, factorii meteorologici, nivelul tensiunilor în SEN. Pierderile de energie electrică cresc odată cu volumul de energie electrică transportată, cu distanța dintre instalațiile de producere și locurile de consum și scad o dată cu creșterea tensiunii rețelei când umiditatea atmosferică este mică, dar pot crește dacă aceasta este mare.

Pierderile de energie electrică în rețeaua electrică (consumul propriu tehnologic - CPT) sunt un rezultat al:

- fenomenului Joule, care constă în pierderi de căldură la trecerea curentului prin conductoarele electrice ale liniilor și înfășurările de cupru ale transformatoarelor și bobinelor;
- pierderilor capacitive prin izolații ale elementelor aflate sub tensiune;
- pierderilor în componentele din fier cauzate de curenții Foucault și de histerezis;
- pierderilor prin descărcări electrice care au loc în urma ionizării aerului din jurul conductoarelor care funcționează la înaltă tensiune (efectul corona).

Volumul și structura pierderilor se modifică continuu, odată cu producția și consumul din fiecare stație, cu modificările de configurație a rețelei ca urmare a lucrărilor de mentenanță sau a incidentelor în rețea și odată cu schimbarea valorii tensiunii în stații.

În Tabelul 6.1 sunt prezentate valorile calculate ale consumului propriu tehnologic pentru palierele caracteristice VDV 2023 și VSI 2023-2024, pe total SEN și defalcat pe tipuri de echipamente din RET: liniile 220 kV și 400 kV și respectiv pe T, AT de sistem și bobine de compensare. Sunt precizate pierderile calculate pentru întreaga rețea modelată (inclusiv rețeaua de distribuție de 110 kV), $DP_{total(400-220-110\text{ kV})}$, pentru fiecare palier caracteristic. Pierderile totale în RET (DP_{RET}) reprezintă suma dintre pierderile totale (Joule și corona) pe liniile de transport ($DP_{LEA\ 400-220\text{ kV}}$), pierderile în unitățile de transformare (DP_{trafo}) și pierderile în bobine (DP_{bobine}). DP_{corona} reprezintă partea de pierderi corona din totalul pierderilor calculate pe liniile de 220 și 400 kV (sunt incluse în $DP_{LEA\ 400-220\text{ kV}}$).

Tabelul 6.1

An	Palier	DP RET						
		$DP_{total(400-220-110kV)}$	DP_{RET}	$DP_{LEA\ 400-220\text{ kV}}$	DP_{corona}	DP_{trafo}	DP_{bobine}	$DP_{RET}/P_{intr.RET}$
		MW	MW	MW	MW	MW	MW	%
2023-2024	VSI	306.6	193.5	168	57	19	6.5	3.34%
2023	VDV	247	150.27	125.3	31.4	17.47	7.5	2.45%

Pentru fiecare palier caracteristic, în Tabelul 6.2. este prezentată structura puterii transportate prin RET, defalcată pe: surse ce debitează direct în RET, import din sistemele vecine și putere injectată din RED.

Tabelul 6.2

An	Palier	Pintrat RET*)	Pintrat interconexiune	P _{generată în RET}		Aport RED → RET		P _{generată în RET} / P _{generată în SEN} (**)
		MW	MW	MW	%P _{intrat RET}	MW	%P _{intrat RET}	%
2023-2024	VSI	5801.64	403.67	4460.64	76.89%	937.33	16.16%	52.48%
2023	VDV	6122.53	679	4533.79	74.05%	909.74	14.86%	54.27%

(*) valori nete; (**) valori brute

Pentru palierul caracteristic VSI 2023 – 2024 se constată preponderența în totalul puterii transportate a puterii active produse de sursele care debitează direct în RET (76,89 %), față de aportul de putere din RED (16,16 %). O structură a surselor similară, cu 74,05 % surse din RET și 14,86 % aportul de putere din RED, se regăsește în cazul palierului VDV 2023.

În figurile 6.a ÷ 6.c este prezentată evoluția energiei electrice intrate în contur, a valorilor anuale ale consumului propriu tehnologic în RET, inclusiv defalcarea pe categorii de echipamente.

Fig. 6.a

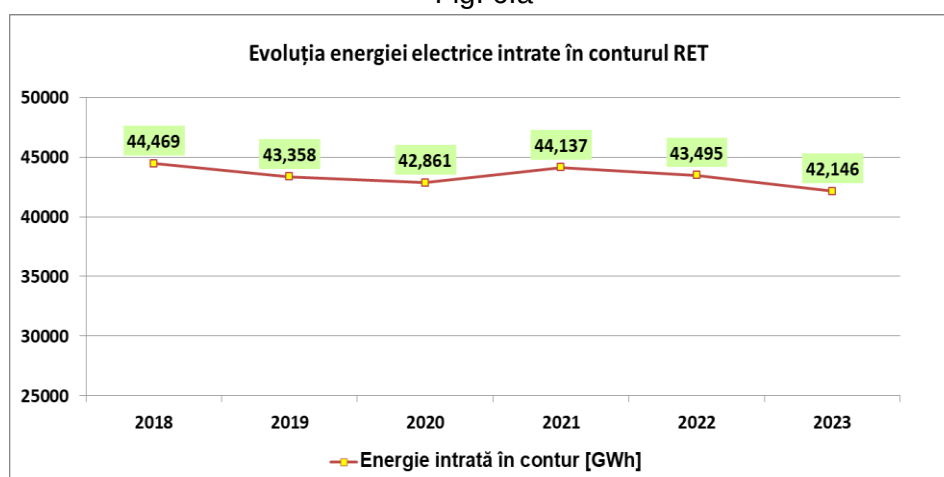


Fig. 6.b

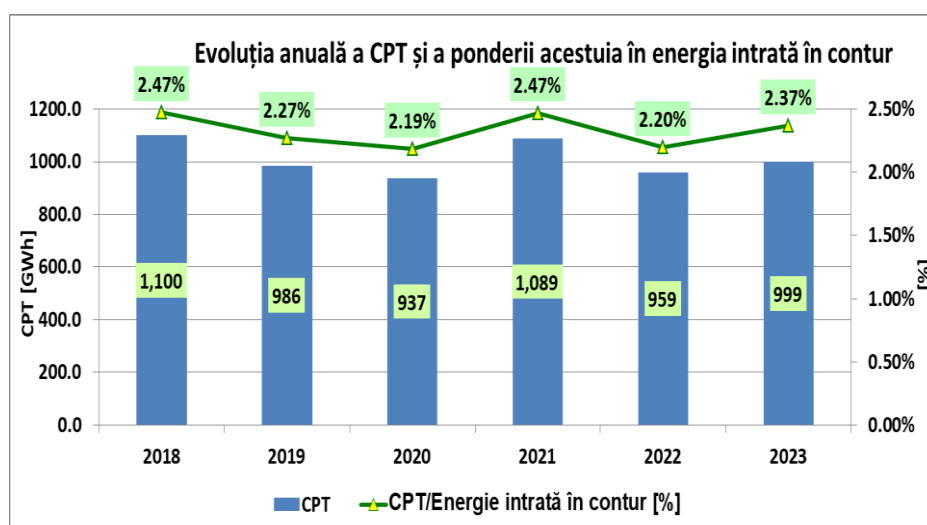
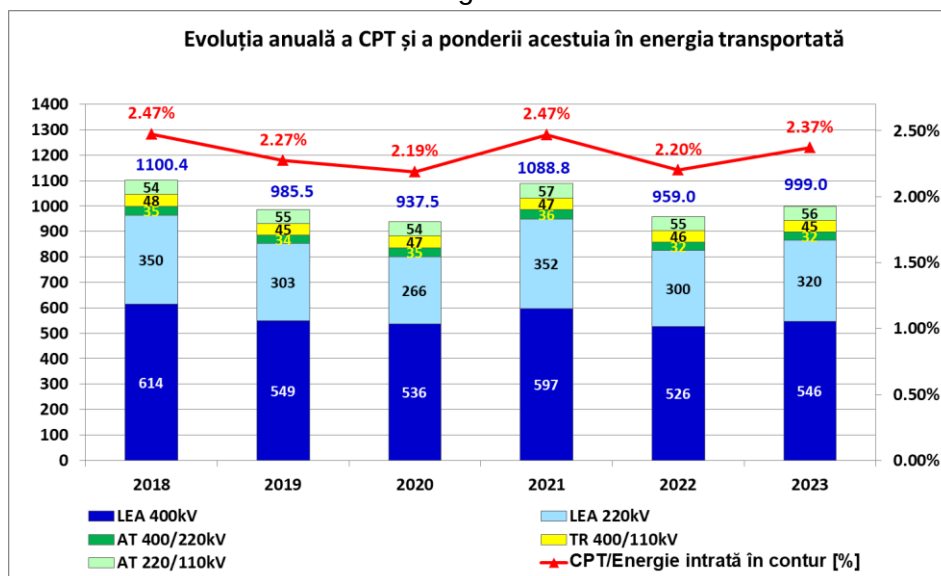


Fig. 6.c



Pierderile în rețea sunt influențate în cea mai mare măsură de distanța dintre centrele de producție și cele de consum, deci de modul în care se distribuie acoperirea sarcinii pe grupurile existente în sistem și de volumul și destinația schimburilor internaționale. Graficele de mai sus reflectă situația favorabilă din acest punct de vedere a structurii de producție și soldului în anii 2020 și 2022, care a condus la scăderea ponderii CPT în energia transportată sub tendința pe termen lung.

Reducerea CPT în anul 2022 în raport cu anul 2021 a fost determinată, în cea mai mare măsură, de distribuția mai favorabilă a fluxurilor fizice de import/export pe liniile de interconexiune și de repartitia mai avantajoasă a producției față de locurile de consum, care au determinat reducerea transportului de energie electrică pe distanțe mari. Dintre acestea, cea mai mare influență au avut-o fluxurile pe granița de nord – vest a SEN. Zona de nord – vest a SEN este puternic deficitară în producție de energie electrică. În acest sens, importul pe liniile de interconexiune dinspre Ungaria și Ucraina are ca efect reducerea transportului de energie electrică spre această zonă. Transportul energiei nemaifăcându-se pe distanțe mari (din zonele excedentare din sudul țării, către cele deficitare, din nord), se obține un puternic efect de reducere a CPT în RET. În mod similar, exportul spre granițele respective are ca efect creșterea CPT (prin amplificarea transportului de energie pe distanțe mari). În anul 2022, pe granițele respective s-a înregistrat un sold fizic de import cu cca. 10 % mai mare decât în anul 2021. De asemenea, creșterea exportului pe granița cu Serbia a facilitat evacuarea producției excedentare din zona de sud-vest a țării pe o cale scurtă, cu pierderi mai mici. În același timp, condițiile meteorologice mai favorabile din punct de vedere al cantităților de precipitații au determinat scăderea pierderilor corona.

Ca urmare a scăderii consumului intern de energie electrică pe fondul crizei prețurilor, dar în contextul unei creșteri semnificative a fluxurilor fizice de import, energia intrată în conturul RET a avut o valoare cu cca. 1,45 % mai mică decât în anul 2021, contribuind la reducerea CPT în valori absolute.

Creșterea CPT în valori absolute în anul 2023 în raport cu anul 2022 a fost determinată, de asemenea, în special de fluxurile fizice pe liniile de interconexiune, care, în perioada ianuarie ÷ iunie și septembrie ÷ noiembrie au fost mult mai dezavantajoase din punct de vedere la CPT decât în aceeași perioadă din anul precedent. O altă influență determinantă pentru evoluția CPT în anul 2023 a fost dată de condițiile meteorologice mult mai

defavorabile, în special din lunile ianuarie + iulie, octombrie și noiembrie, caracterizate de cantități mai mari de precipitații care au determinat creșterea pierderilor corona.

Scăderea consumului intern real de energie electrică s-a atenuat în anul 2023, dar reducerea vizibilă a fost mai mare ca urmare a producției nemăsurate aferente panourilor fotovoltaice ale prosumatorilor, fiind unul dintre factorii care au determinat reducerea energiei intrate în RET.

Creșterea valorii procentuale a pierderilor în anul 2023 comparativ cu anul 2022 a fost determinată atât de creșterea acestora în valori absolute din motivele prezentate anterior, cât și de scăderea cu 3,1 % a energiei intrate în conturul RET. Energia primită în RET a scăzut pe fondul scăderii importului, respectiv a energiei injectate de producători, în condițiile în care energia primită din RED a crescut semnificativ.

CNTEE Transelectrica SA urmărește în permanență reducerea pierderilor, în fazele de proiectare a rețelei, de programare a funcționării și de exploatare în timp real. Anual se întocmește/actualizează Programul de îmbunătățire a Eficienței Energetice la nivelul Companiei conform Legii 121/2014 și care cuprinde între principalele măsuri pe acelea legate de reducerea CPT. Principalele măsuri aplicate fiind reglarea nivelului de tensiune al rețelei corelat cu condițiile atmosferice și achiziționarea de echipamente moderne cu performanțe superioare din punct de vedere al pierderilor specifice. Începând din 2011, au fost introduse centrele de cost nodale, pentru a furniza informații cu privire la modul de alocare a cheltuielilor cu CPT fiecărui nod al RET, în vederea identificării oportunităților de investire. Spre exemplu, pentru perioada 2022 ÷ 2023 măsurile planificate și acțiunile efectuate în scopul reducerii CPT în RET au fost:

- funcționarea cu o singură unitate de transformare în stațiile electrice în care există două unități, dacă se asigură respectarea condițiilor de siguranță; în această situație, dacă din cele două unități de transformare una este veche și una este nouă, de regulă, în funcțiune este unitatea nouă, cu pierderi reduse;
- reducerea, pe cât posibil, a duratelor de retragere din exploatare în cazul LEA pentru care din calculele de regim a rezultat o creștere semnificativă a CPT la funcționarea fără linia respectivă;
- a fost pusă în funcțiune LEA 400 kV Cernavodă – Gura Ialomiței circ. 3, linie nouă, parte a proiectului LEA 400 kV d.c. Cernavodă – Gura Ialomiței – Stâlpuri;
- a fost pusă în funcțiune LEA 400 kV Cernavodă – Gura Ialomiței circ. 2 (nouă), prin utilizarea unui provizorat la intrarea în stația Gura Ialomiței;
- a crescut capacitatea de transformare, prin punerea în funcțiune a AT 2 – 400 MVA, 400/220 kV Iernut;
- s-au înlocuit 7 unități de transformare cu echipamente noi, moderne, cu pierderi reduse (AT 200 MVA, 220/110 kV Munteni, AT 1 – 200 MVA, 220/110 kV Hășdat și AT 2 – 200 MVA, 220/110 kV Hășdat, AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Iaz, AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Ungheni, AT 1 – 200 MVA, 220/110 kV Turnu Magurele, AT 200 MVA, 220/110 kV Urechești);
- în anul 2024 urmează să fie înlocuite cu unități noi și moderne, cu pierderi mici AT – 200 MVA, 220/110 kV Filești și AT 200 MVA, 220/110 kV Baru Mare;
- continuarea proiectului de montare a două mijloace moderne de reglaj al energiei reactive, în stațiile Sibiu Sud și Bradu;
- continuarea proiectului de implementare a unui nou sistem de contorizare și management al datelor măsurate, care va permite o monitorizare mai aproape de timpul real și mai eficientă a CPT din RET;
- continuarea lucrărilor de realizare a axului 400 kV Banat și a LEA 400 kV Porțile de

Fier – Reșița, care va determina reducerea pierderilor în zona de vest a RET, rețeaua de 220 kV existentă în prezent în zonă fiind în cea mai mare parte din timp încărcată cu sarcini mari;

- continuarea proiectelor de construire a liniilor noi LEA 400 kV d.c. Cernavodă – Gura Ialomiței – Stâlp și LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș și de rețehnologizare a stației Medgidia Sud și racordarea în aceasta a liniilor de interconexiune cu Bulgaria, situate în zona Dobrogea.

7 Nivelul curenților de scurtcircuit în nodurile RET

Valorile curenților maximi de scurtcircuit trifazat, monofazat și bifazat cu pământul în nodurile RET 220-400 kV ale SEN sunt calculate în conformitate cu PE 134/1995 “*Normativ privind metodologia de calcul al curenților de scurtcircuit în rețelele electrice cu tensiunea peste 1 kV*”, ediție ce a avut drept obiectiv încadrarea acestei prescripții în prevederile Comisiei Electrotehnice Internaționale.

Valorile curenților de scurtcircuit în nodurile RET se utilizează la:

- verificarea instalațiilor existente și determinarea etapei în care trebuie înlocuite echipamentele cu performanțe la scurtcircuit nesatisfăcătoare ;
- dimensionarea instalațiilor noi corespunzător solicitărilor dinamice și termice care pot apărea în rețea;
- stabilirea reglajelor protecțiilor prin relee și automatizărilor de sistem;
- determinarea influenței liniilor de înaltă tensiune asupra liniilor de telecomunicații și a curenților prin priza stațiilor;
- propuneri de măsuri în RET pentru menținerea solicitărilor la scurtcircuit sub valorile admise de instalațiile existente;
- stabilirea performanțelor necesare ale echipamentelor și aparaturii ce urmează a fi asimilate în SEN.

Calculule de dimensionare a echipamentelor și aparaturii din instalațiile electrice, a prizelor de pământ și a protecției liniilor de telecomunicație sunt efectuate pentru regimul maxim de funcționare.

Ipotezele de calcul, ce stau la baza calculului curenților de scurtcircuit maximi, conform PE 134/1995 revizuit și recomandărilor ENTSO-E sunt:

- toate liniile și cuplele de bare 400 kV, 220 kV și 110 kV din SEN sunt conectate;
- toate liniile de interconexiune 400 kV dintre SEN și sistemele energetice vecine sunt conectate;
- toate transformatoarele, autotransformatoarele cu tensiune superioară 400 kV, 220 kV, 110 kV sunt în funcțiune pe plot median și au neutrul legat rigid la pământ;
- toate grupurile se află în funcțiune;
- toate bobinele de compensare și compensatoarele sincrone sunt în funcțiune;
- nu sunt luate în considerare regimurile permanente anterioare;
- nu sunt luate în considerare sarcinile consumatorilor la nici un nivel de tensiune;
- în regimul inițial sistemul este perfect echilibrat;
- se neglijează fenomenele tranzitorii.

Valorile de scurtcircuit calculate pentru stațiile RET, sunt prezentate în Anexa B7.

8 Verificarea RET la condițiile de stabilitate statică și tranzitorie

8.1 Verificarea RET la condițiile de stabilitate statică

Analizele de stabilitate statică au ca scop determinarea valorilor puterilor admisibile în secțiunile caracteristice ale SEN pentru programarea zilnică a funcționării SEN și conducerea operativă cu urmărirea în timp real a încărcărilor pe secțiuni.

8.1.1 Premize de calcul

Calculul puterilor admisibile în secțiunile caracteristice se realizează considerând funcționarea interconectată a SEN cu sistemele electroenergetice ENTSO-E, ipotezele de balanță corespunzătoare palierelor de vârf de vară și vârf de iarnă, schema de calcul de durată maximă din intervalul de timp analizat (semestrul respectiv), cu verificarea criteriului (N-1). Pentru fiecare din aceste scheme s-au verificat condițiile de stabilitate statică în cazul declanșării unui element din zona care afectează secțiunea și cu respectarea criteriului de siguranță. În regimurile pentru care este respectată rezerva normată în secțiune, dar tensiunile în rețea sau circulațiile de curenți pe elementele rețelei s-au situat în afara limitelor normate, s-a stabilit puterea admisibilă P_{adm} în secțiune în ultimul regim în care se respectă restricțiile legate de nivelul de tensiune și limitele de încărcare a elementelor rețelei. Valorile stabilite corespund cazurilor de indisponibilități descrise la fiecare regim și unei structuri de grupuri prognozată pentru perioada respectivă. Aceste valori se modifică în cazul în care apar indisponibilități suplimentare de linii în cadrul RET sau se funcționează cu o altă repartitie a puterilor produse. Modificările sunt analizate la programarea zilnică funcționării SEN.

Conform Codului tehnic al RET, rețeaua electrică de transport între zone trebuie să asigure o rezervă de stabilitate statică de 20% în configurație cu N elemente în funcțiune și de 8% cu N-1 elemente în funcțiune.

În prezent, în SEN sunt următoarele secțiuni caracteristice definite de elementele RET:

- Secțiunea S1
 - LEA 400 kV Slatina – București Sud;
 - LEA 400 kV Urechești – Domnești;
 - LEA 400 kV Țânțăreni – Bradu;
 - LEA 400 kV Țânțăreni – Sibiu Sud;
 - LEA 400 kV Țânțăreni – Kozlodu (d.c.);
 - LEA 400 kV Porțile de Fier – Djerdap;
 - LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița (d.c.);
 - LEA 220 kV Târgu Jiu Nord – Urechești;
 - LEA 220 kV Craiova Nord – Turnu Măgurele.
- Secțiunea S2
 - LEA 400 kV Mukacevo – Roșiori;
 - LEA 400 kV Nădab – Bekescsaba;
 - LEA 400 kV Arad – Sandorfalva;
 - LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița d.c;
 - LEA 220 kV Urechești – Târgu Jiu Nord;
 - LEA 400 kV Țânțăreni – Sibiu Sud;
 - LEA 400 kV Sibiu Sud – Brașov;
 - LEA 220 kV Stejaru – Gheorgheni.
- Secțiunea S3
 - LEA 400 kV Brașov – Gutinaș;

- LEA 400 kV București Sud – Pelicanu;
- LEA 400 kV București Sud – Gura Ialomiței;
- LEA 400 kV Rahman – Dobrudja;
- LEA 400 kV Stupina – Varna;
- LEA 400 kV Isaccea – Vulcănești;
- LEA 220 kV Gheorgheni – Stejaru.
- Secțiunea S4
 - LEA 400 kV Sibiu Sud – Iernut;
 - LEA 400 kV Roșiori – Mukacevo;
 - LEA 400 kV Oradea Sud – Nădab;
 - LEA 220 kV Gheorgheni – Stejaru;
 - LEA 220 kV Cluj Florești – Alba Iulia.
- Secțiunea S5
 - LEA 400 kV Brașov – Gutinaș;
 - LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș;
 - LEA 220 kV Barboși – Focșani Vest;
 - LEA 220 kV Gheorgheni – Stejaru.
- Secțiunea S6
 - LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș;
 - LEA 220 kV Barboși – Focșani Vest;
 - LEA 400 kV București Sud – Pelicanu;
 - LEA 400 kV București Sud – Gura Ialomiței;
 - LEA 400 kV Isaccea – Vulcănești;
 - LEA 400 kV Rahman – Dobrudja;
 - LEA 400 kV Stupina – Varna.

8.1.2 Rezultatele analizelor de stabilitate statică

Sinteza rezultatelor analizelor efectuate pentru perioada 2023 – 2024 este prezentată după cum urmează:

Tabelul 8.1 Puterile admisibile pentru perioada de vară 2023

Nr. crt.	Secțiunea	Excedent [MW]		Deficit [MW]		Elementul care a determinat valoarea limită
		P _{rez. st..st.}	P _{adm.}	P _{rez st. st.}	P _{adm.}	
1	S 1	4010	2870	-	-	Declanșarea LEA 400 kV Țânțăreni – Sibiu Sud
2	S 2	-	-	2920	2220	Declanșarea LEA 400 kV Țânțăreni – Sibiu Sud
3	S 3	-	-	1180	1040	Declanșarea LEA 400 kV Brașov – Gutinaș
4	S 4	-	-	1870	1070	Declanșarea LEA 400 kV Roșiori – Gădălin
5	S 5	-	-	990	720	Declanșarea LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș
6	S 6	5890	3270	-	-	Declanșarea LEA 400 kV București Sud – Pelicanu

Tabelul 8.2 Puterile admisibile pentru perioada de iarnă 2023-2024

Nr. crt.	Secțiunea	Excedent [MW]		Deficit [MW]		Elementul care a generat valoarea limită
		P _{rez. st. st.}	P _{adm.}	P _{rez. st. st.}	P _{adm.}	
1	S 1	3960	2070	-	-	Declanșarea LEA 400 kV Țânțăreni – Sibiu Sud
2	S 2	-	-	3140	2460	Declanșarea LEA 400 kV Țânțăreni – Sibiu Sud
3	S 3	-	-	820	570	Declanșarea LEA 400 kV Brașov – Gutinaș
4	S 4	-	-	1860	880	Declanșarea LEA 400 kV Roșiori – Gădălin
5	S 5	-	-	960	610	Declanșarea LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș
6	S 6	6250	3150	-	-	Declanșarea LEA 400 kV Isaccea – Tulcea Vest

unde:

- P_{rez. st. st.} este puterea admisibilă cu respectarea rezervelor normate de stabilitate statică;
- P_{adm.} este puterea admisibilă cu respectarea curenților admisibili și a benzilor normale de tensiune.

8.1.3. Analiza secțiunilor caracteristice ale SEN din punct de vedere al condițiilor de stabilitate statică

Analizând valorile puterilor admisibile pentru perioada 2023 – 2024 se pot constata următoarele:

Secțiunea S1

Din analiza rezultatelor se constată că valoarea cu rezervă normată minimă este 3960 MW stabilită în regimul de iarnă 2023 – 2024, iar valoarea puterii admisibile minime aferentă secțiunii este de 2070 MW stabilită tot în regimul de iarnă 2023 – 2024. Limitele se înregistrează la declanșarea LEA 400 kV Țânțăreni – Sibiu Sud;

Secțiunea S2

Puterea cu rezervă normată minimă este de 2920 MW stabilită în regimul de vară 2023, iar valoarea puterii admisibile minime este de 2220 MW stabilită în regimul de vară 2023. Limitele se înregistrează la declanșarea LEA 400 kV Țânțăreni – Sibiu Sud;

Secțiunea S3

Puterea cu rezervă normată minimă este de 820 MW stabilită în regimul de iarnă 2023 – 2024, iar valoarea puterii admisibile minime este de 570 MW stabilită tot în regimul de iarnă 2023 – 2024. Limitele se înregistrează la declanșarea LEA 400 kV Brașov – Gutinaș.

Secțiunea S4

Puterea cu rezervă normată minimă este de 1860 MW stabilită în regimul de vară 2023, iar valoarea puterii admisibile minime este de 880 MW stabilită tot în regimul de vară 2023. Ambele limite se înregistrează la declanșarea LEA 400 kV Roșiori – Gădălin.

Secțiunea S5

Puterea cu rezervă normată minimă este de 960 MW stabilită în regimul de vară 2023, iar valoarea puterii admisibile minime este de 610 MW stabilită tot în regimul de vară 2023. Ambele limite se înregistrează la declanșarea LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș.

Secțiunea S6

Puterea cu rezervă normată minimă este de 5890 MW stabilită în regimul de vară 2023, iar valoarea puterii admisibile minime este de 3150 MW stabilită în regimul de iarnă 2023 – 2024. Limita puterii admisibile minime se înregistrează la declanșarea LEA 400 kV Isaccea – Tulcea Vest.

Puncte slabe identificate în RET din punct de vedere al stabilității statice:

- declanșarea unor elemente care formează secțiunea S1 conduce la suprasarcină pe LEA 220 kV Urechești – Târgu Jiu Nord și LEA 220 kV Paroșeni – Târgu Jiu Nord;
- declanșarea LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș conduce la suprasarcină pe axul LEA 220 kV Filești – Barboși – Focșani Vest.
- declanșarea LEA 400 kV Roșiori – Gădălin sau LEA 400 kV Iernut – Sibiu Sud conduce la suprasarcină pe AT2 – 400 MVA, 400/220 kV Roșiori.

8.2 Stabilitatea tranzitorie și eventuale măsuri de îmbunătățire

8.2.1 Metodologie și ipoteze de calcul

Analizele de stabilitate tranzitorie efectuate prin studiile semestriale de planificare operațională a funcționării SEN includ:

- verificarea stabilității tranzitorii în zonele cu centrale electrice mari care pot afecta

- stabilitatea și integritatea SEN și a interconexiunii;
- verificarea logicii și eficacității automatizărilor de sistem;
- identificarea punctelor și scenariilor de defect periculoase;
- identificarea retragerilor semnificative pentru stabilitatea unei zone, stabilitatea SEN și a interconexiunii;
- identificarea retragerilor din exploatare care impun restricții de producție;
- stabilirea de restricții și condiționări necesare pentru asigurarea condițiilor de stabilitate și integritate a SEN și a interconexiunii, inclusiv cele privind coordonarea programelor de retrageri și a măsurilor operative preventive în rețeaua interconectată;
- comportarea dinamică a CEE și efectul creșterii producției CEE asupra stabilității grupurilor din zona Dobrogea;
- identificarea limitelor de stabilitate și acționare a automatizărilor de sistem;
- calculul timpului critic de eliminare a defectului.

Verificarea stabilității tranzitorii și a automatizărilor de sistem s-a făcut pentru funcționarea interconectată a SEN cu rețeaua europeană continentală sincronă prin LEA 400 kV Porțile de Fier – Djerdap, LEA 400 kV Țânțăreni – Kozlodui circ. 1, LEA 400 kV Rahman – Dobrudja, LEA 400 kV Stupina – Varna, LEA 400 kV Arad – Sandorfalva, LEA 400 kV Nădab – Bekescsaba și LEA 400 kV Roșiori – Mukacevo. În cadrul studiului de planificare a funcționării SEN pentru iarna 2023 – 2024, s-a considerat realizat proiectul de racordare a LEA 400 kV Stupina – Varna și LEA 400 kV Rahman – Dobrudja în stația 400/110 kV Medgidia Sud, liniile de interconexiune din zona Dobrogea devenind LEA 400 kV Medgidia Sud – Varna și LEA 400 kV Medgidia Sud – Dobrudja.

Verificarea stabilității tranzitorii s-a realizat pe scheme de funcționare a rețelei ce au inclus retragerile din exploatare din Programul Anual de Retrageri (PAR) necesare desfășurării lucrărilor de rețehnologizare și mentenanță din SEN pentru perioada respectivă.

Modelul dinamic al SEN a inclus ultimele date privind modernizarea sistemelor de reglaj ale grupurilor și punerea în funcțiune a grupurilor noi sau rețehnologizate.

Modelul de regim permanent pentru sistemul extern s-a realizat pe baza datelor furnizate de operatorii de transport și sistem în cadrul grupului specializat de lucru al ENTSO-E. S-au modelat dinamic generatoarele din Serbia, Muntenegru, Bulgaria, Ungaria, Ucraina, Macedonia, Grecia, Albania, Slovacia, Bosnia-Herțegovina, Slovenia, Croația, Turcia și în mod mai simplificat restul rețelei interconectate.

În funcție de scopul analizelor s-au efectuat simulări considerând:

- număr maxim de grupuri în funcțiune în centralele din zona analizată încărcate la puterea nominală, diferite variante de producție în CEE (0 – 100% din puterea instalată);
- schema de funcționare de durată, diferite scheme cu 1 – 2 elemente retrase din exploatare în SEN și interconexiune (zona Porțile de Fier, Cernavodă);
- diferite ipoteze privind schimburile între SEN și interconexiune.

În funcție de scopul analizelor s-au considerat diferite scenarii de defect cu scurtcircuit trifazat metalic pe linii electrice sau unități de transformare, izolat cu acționare corectă a protecțiilor și întreruptoarelor prin protecție de distanță și teleprotecție sau protecție diferențiale de linie sau de (auto)transformator. Calculele s-au efectuat fără și cu acționarea automatizărilor de sistem.

A fost utilizat programul de simulare dinamică EUROSTAG versiunea 5.2.

8.2.2 Analize efectuate

În studiile de planificare operațională a funcționării SEN din perioada 2023–2024, dar și în cele anterioare, s-au efectuat analize de stabilitate tranzitorie incluzând:

- verificarea stabilității grupurilor din zona Cernavodă în condițiile unei producții maxime în CEE din SEN, identificarea posibilităților de acordare a 1 – 2 retrageri din exploatare în zona Dobrogea și a eventualelor restricții de producție necesare în schema completă și

- scheme cu indisponibilități în RET;
- verificarea stabilității grupurilor din zona Porțile de Fier și a interconexiunii, verificarea logicii și eficacității automatizărilor de sistem, identificarea eventualelor restricții de producție în scheme cu una sau două elemente retrase din exploatare;
 - verificarea limitelor de stabilitate dinamică și a eficacității automatizării de putere activă din stația 220 kV Lotru pe LEA 220 kV Lotru – Sibiu Sud circ. 1 și 2;
- Analizele s-au făcut pentru regimuri medii de vârf de sarcină în diferite ipoteze privind soldul pe LEA 400 kV de interconexiune sincronă ale SEN.

8.2.3 Puncte slabe identificate și eventuale măsuri de îmbunătățire

Zona Cernavodă

- La palier de vârf de sarcină și funcționare cu 2 unități în CNE Cernavodă, retragerea din exploatare a unei LEA 400 kV din Cernavodă sau din zonă poate conduce la necesitatea limitării producției în CEE pentru a asigura păstrarea stabilității tranzitorii a unităților CNE Cernavodă și a zonei în cazul unui scurtcircuit trifazat izolat rapid de întreruptoarele din capetele liniei prin acționarea corectă a sistemelor de protecție și teleprotecție, care determină o configurație cu capacitate redusă de evacuare a producției din zona Dobrogea sau dintr-o zonă incluzând zona Dobrogea și unele sau toate zonele limitrofe: Gura Ialomiței, Lacu Sărat – Smârdan, Rahman – Stupina.;
- Timpul mare de eliminare a defectelor din stațiile 400 kV Isaccea, 400/110 kV Pelicanu și 400/110 kV Smârdan.

Se subliniază necesitatea întăririi RET în zona Dobrogea și a secțiunii de evacuare a excedentului zonei, inclusiv din rețeaua de 110 kV. Proiectele de investiții privind o nouă LEA 400 kV Gutinaș – Smârdan dublu circuit (un circuit echipat) și LEA 400 kV dublu circuit Cernavodă – Stâlpu, cu un circuit intrare/ieșire în stația Gura Ialomiței (inclusiv trecerea la 400 kV a axului Brazi Vest – Teleajen – Stâlpu) conduc la evitarea creșterii frecvenței și volumului de restricții de producție în condițiile continuării creșterii puterii instalate în CEE.

Prin conectarea LEA 400 kV de interconexiune cu Bulgaria din zona Dobrogea în stația 400/110 kV Medgidia Sud, stabilitatea tranzitorie a zonei este îmbunătățită, rezultând o rezervă de stabilitate mai mare și eliminarea unor restricții de producție la retragerea unor elemente din RET.

Se recomandă să se dea prioritate re tehnologizării stațiilor 400 kV Isaccea și 400/110 kV Pelicanu și 400/110 kV Smârdan.

Zona Porțile de Fier:

- Există scheme cu una sau 2 retrageri din exploatare simultane în nodul Porțile de Fier și Djerdap și interconexiune pentru care unele scenarii de defect pot fi periculoase pentru stabilitatea tranzitorie a zonei și a interconexiunii și care impun coordonarea retragerilor cu producția din CHE Porțile de Fier, respectiv CHE Djerdap și excedentul în secțiuni de interconexiune.

Măsurile de îmbunătățire a stabilității grupurilor din zona Porțile de Fier și interconexiune necesită realizarea axei de 400 kV Porțile de Fier – Reșița – Timișoara – Arad.

Zona Lotru:

- Un scurtcircuit trifazat pe un circuit al LEA 220 kV Lotru – Sibiu Sud poate determina pierderea sincronismului grupurilor din CHE Lotru și CHE Brădișor la funcționare cu 3 grupuri în CHE Lotru și 2 grupuri în CHE Brădișor încărcate la putere nominală.

Pentru păstrarea stabilității tranzitorii a grupurilor din CHE Lotru și Brădișor este necesară declanșarea prin automată a unui grup din CHE Lotru corelat cu limitarea preventivă a excedentului de putere în nodul Lotru sau impunerea unei tensiuni cât mai

apropiată de cea nominală la bornele generatoarelor din CHE Lotru.

9 Nivelul de continuitate în furnizarea serviciului de transport

Continuitatea în funcționare reprezintă unul dintre parametrii calității serviciilor de transport și de sistem. Evaluarea nivelului de siguranță în asigurarea serviciului oferit într-un anumit punct al RET, în condiții normale de funcționare, este o premisă importantă pentru asigurarea de către CNTEE Transelectrica SA a serviciului de transport performant și pentru buna funcționare a pieței de energie electrică.

În ceea ce privește continuitatea alimentării, indicatorii de performanță ai serviciului de transport sunt raportați periodic la ANRE, conform cerințelor „Standardului de performanță pentru serviciile de transport și de sistem ale energiei electrice” – aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 12/2016. Conform acestui Standard, se raportează informațiile referitoare la serviciul de transport: gestionarea și exploatarea RET, continuitatea serviciului, cuantificate prin indicatorii de performanță prezentați în tabelul de mai jos.

Tabelul 9.1

Indicator	2018	2019	2020	2021	2022	2023
► Indisponibilitatea medie în timp a LEA și Trafo/AT						
• LEA – INDLIN [ore/an] TOTALA	154.42	136.20	112.50	205.60	206.95	243.11
Neprogramata (accidentală)	9.52	7.19	4.24	6.04	4.91	12.58
Programată	145.17	129.01	108.26	199.56	202.04	230.53
• Trafo/AT – INDTRA [ore/an] TOTALA	129.53	236.44	230.85	179.21	226.32	75.17
Neprogramata (accidentală)	3.11	27.56	1.76	4.99	7.10	1.48
Programată	126.42	208.88	229.09	174.22	219.22	73.69
► Număr de incidente	578	428	421	351	359	381
► Energia nelivrată utilizatorilor / energia neprodusă în centrale din cauza întreruperilor de lungă durată [MWh]	118.81 / 3565.49	91.79 / 6.53	287.98 / 0.00	109.76 / 90.50	54.05 / 1160.36	37.13 / 10154.90
► Număr de incidente însoțite de energie nelivrată	32	27	29	34	35	22
► Timpul mediu de întrerupere la utilizatori / timpul mediu de întrerupere în centrale TMI (AIT) [min/an]	1.12 / 33.82	0.90 / 0.06	2.83 / 0.00	1.01 / 0.83	0.52 / 11.16	0.34 / 93.28

S-au considerat:

Timpul mediu de întrerupere (TMI / AIT) [minute/an]

$$TMI = 8760 \times 60 \times \frac{EN}{EC}$$

sau pentru anii bisecti

$$TMI = 8784 \times 60 \times \frac{EN}{EC}$$

Unde:

EN [MWh/an] – energia nelivrată / blocată datorită întreruperilor serviciului de transport

EC [MWh/an] – consumul anual net pentru sistemul electroenergetic (fără consumul propriu tehnologic)

Indisponibilitatea medie în timp a LEA (INDLIN) [ore/an]

$$INDLIN = \frac{\sum_{i=1}^n (L_i \times D_i)}{L_t}$$

Unde:

n – numărul total de evenimente

L_i [km] – lungimea liniei indisponibile la evenimentul i

D_i [ore] – durata de indisponibilitate a liniei, la evenimentul i

L_t [km] – lungimea totală a liniilor

Indisponibilitatea medie în timp a Trafo/AT [ore/an]

$$INDTRA = \frac{\sum_{i=1}^n (S_i \times D_i)}{S_t}$$

Unde:

n – numărul total de evenimente;

S_i [MVA] – puterea aparentă nominală a T/AT indisponibil la evenimentul i;

D_i [ore] – durata de indisponibilitate a T/AT, la evenimentul i;

S_t [MVA] – puterea aparentă nominală totală a T/AT

În perioada 2018-2023 se observă o alternanță în dinamica indicatorilor de performanță ai RET. În anul 2023 s-a înregistrat o indisponibilitate totală a LEA (INDLIN) ușor crescută față de cea înregistrată în anul 2022 în timp ce indisponibilitatea totală a T/AT (INDTRA) a fost substanțial mai mică. Față de media pe cei cinci ani analizați, valoarea INDLIN este peste valoarea medie de 176.46 ore/an în timp ce valoarea INDTRA este sub valoarea medie de 179.58 ore/an. De remarcat de asemenea valorile scăzute ale indisponibilităților neprogramate (accidentale) ale celor doi indicatori comparativ cu valorile indisponibilităților programate.

În ceea ce privește indisponibilitățile accidentale, numărul crescut al incidentelor înregistrate pe LEA în anul 2023 (în special defecte remanente cu RAR-uri nereușite) a condus la creșterea ușoară a valorii indicatorului INDLIN în timp ce indicatorul INDTRA a scăzut. Se remarcă însă o creștere a indisponibilității programate a LEA care poate fi pusă pe seama respectării graficelor de lucrări atât la lucrările de mentenanță cât și la lucrările de investiții.

Printre măsurile de îmbunătățire a indicatorilor de indisponibilitate se pot enumera:

- corelarea programelor de mentenanță cu programele de investiții pentru

- reducerea timpului de retragere din exploatare a echipamentelor;
- expertizarea unităților de transformare cu durate normale de funcționare depășite, care se mențin în exploatare până la asigurarea condițiilor de înlocuire și reparații majore,
- realizarea de provizorate cu utilizarea stâlpilor de intervenție, a celulelor mobile, etc.
- inspecții multispectrale aeriene ale LEA în scopul micșorării duratelor de retragere din exploatare, urmate de intervenții punctuale (mentenanța corectivă).

În ceea ce privește indicatorii ENS și AIT, aceștia sunt influențați în principal de:

- uzura tehnică a echipamentelor în condiții normale de funcționare (în special în cazul stațiilor electrice);
- manifestări extreme ale naturii / condiții meteo nefavorabile (în special în cazul LEA).

Printre măsurile ce pot fi luate pentru îmbunătățirea indicatorilor ENS și AIT se numără:

- Reanalizarea condițiilor tehnice de proiectare și dimensionare a instalațiilor ținând cont de modificările meteo – climatice:
 - Revizia normei de proiectare a LEA, NTE 003/04/00: *Normativ pentru construcția liniilor aeriene de energie electrică cu tensiuni peste 1000 V.*
 - Analiza prin programe de calcul moderne a capacității structurale a liniilor electrice aeriene din RET în scopul îmbunătățirii capacității de funcționare a SEN în condiții de siguranță și stabilitate.

Verificările constau în analiza cu programe de calcul aliniate la cele mai moderne concepte de proiectare care permit modelarea 3-D a întregii structuri LEA (incluzând și elementele ce țin de topografia terenului) și oferă întreaga gamă de funcții necesare verificării unei linii electrice aeriene, precum:

 - analiza structurală a tuturor elementelor liniei (stâlpi, lanțuri de izolatoare, conductoare);
 - simulări privind comportarea liniei electrice aeriene în diferite scenarii (condiții meteo deosebite, suprasolicități mecanice sau electrice etc.);
 - calcul de câmp electric și magnetic;
 - calcul privind capacitatea de transport a LEA.
 - stabilirea măsurilor preventive necesare pentru creșterea siguranței în exploatare;
 - upgrade-ul și adaptarea liniilor electrice aeriene existente la noile condiții (meteo, încărcări);
- Înlocuirea, în cadrul programelor de mentenanță și investiții, a echipamentelor vechi, uzate fizic și moral cu echipamente performante.

Pentru a se evalua indicatorii de continuitate ai serviciului într-un anumit punct al RET, conform prevederilor Codului Tehnic al RET, este necesar să se determine indicatorii de siguranță pentru fiecare nod al RET [12]. Prin calculul acestor indicatori se cuantifică nivelul de continuitate a serviciului pe care îl poate oferi RET, la nivelul barelor stațiilor electrice aparținând RET din zona respectivă. Codul tehnic al RET impune calculul următorilor indicatori pentru fiecare nod al RET:

- durata medie de întrerupere;
- numărul mediu de întreruperi urmate de reparații;
- numărul mediu de întreruperi urmate de manevre.

Cunoscând indicatorii de continuitate a serviciului pe barele RET, se pot calcula indicatori de continuitate în punctele de delimitare față de utilizatori, prin luarea în considerare a indicatorilor de fiabilitate asociați conexiunii fiecărui utilizator (client), care caracterizează continuitatea în funcționare oferită de rețelele electrice care fac legătura între stațiile RET și punctul de racord propriu-zis.

Calculul indicatorilor de siguranță permite atât operatorului de rețea, cât și utilizatorilor, să aprecieze influența modului de conectare la RET a nodului respectiv (prin determinarea nivelului de siguranță asociată), precum și a conexiunii proprii a nodului și a parametrilor de fiabilitate ai echipamentelor (prin determinarea nivelului de siguranță intrinsecă). Aceste elemente sunt folosite în faza de stabilire a soluțiilor optime de dezvoltare a rețelei și de racordare a utilizatorilor la rețea.

Indicatorii de siguranță determinați pentru fiecare din stațiile electrice aparținând CNTEE Transelectrica SA sunt următorii:

- probabilitatea de succes și insucces;
- durata medie de întrerupere anuală (ore/an);
- număr mediu de întreruperi de durată (eliminate prin reparații);
- numărul maxim de întreruperi de durată (eliminate prin reparații);
- numărul mediu de întreruperi eliminate prin manevre;
- numărul maxim de întreruperi eliminate prin manevre;
- durata maximă a unei întreruperi.

CNTEE Transelectrica SA a contractat în anul 2020 Studiul de actualizare a indicatorilor de fiabilitate pentru nodurile RET [12].

Din analiza rezultatelor obținute în acest studiu se poate constata:

- Retehnologizările de stații prevăzute în etapele analizate conduc la îmbunătățirea indicatorilor nodali de siguranță pentru toate stațiile supuse retehnologizării. În cazul în care stația retehnologizată este nod sursă pentru alte stații, se observă o îmbunătățire a valorilor indicatorilor și pentru aceste stații.
- Pentru stațiile retehnologizate de 400 kV și 220 kV cu bare duble și transfer, la care s-a trecut la bara dublă (s-a renunțat la bară de transfer), îmbunătățirea este evidentă la numărul de întreruperi și durata medie de insucces, durata maximă a unei întreruperi rămânând de același ordin de mărime, cu abateri în plus sau în minus.
- În general, pentru stațiile neretehnologizate, se poate constata o ușoară modificare a unor indicatori, ca urmare a modificării siguranței asociate. Astfel, efectul retehnologizării stațiilor învecinate produce, în toate cazurile, o oarecare reducere a numărului de întreruperi, dar, întrucât parametrii liniilor, în special duratele lor de reparare, au rămas cele din NTE 005/06/00, duratele maxime ale unei întreruperi nu se modifică semnificativ.

S-a efectuat o analiză de sensibilitate, cu privire la nivelul de risc asumat. Astfel, din analiza rezultatelor, etapa 2029 se poate constata că, pe ansamblu, în majoritatea nodurilor, durata medie de insucces este sub 0,5 ore/an, numărul maxim de întreruperi este 1 pe an, iar cel de manevră maxim 2 pe an, durata maximă a unei întreruperi fiind sub 18 ore (frecvent sub 3 ore).

În studiu s-au considerat următoarele sensibilități:

- a) efectul decalării investițiilor cu 3 ani;
- b) calcul efectuat pentru durata maximă de întrerupere, cu probabilitate de realizare 10%, respectiv 5%.

a) efectul decalării investițiilor cu 3 ani;

În cazul în care retehnologizarea unei stații nu se finalizează în anul preconizat, ci în următorii 3 ani după, se pot considera valorile corespunzătoare etapei anterioare, în care respectiva stație nu este retehnologizată.

Spre exemplu pentru o stație care se retehnologizează în anul 2020, se vor considera începând cu acest an indicatorii calculați la etapa 2020. Cât timp se întârzie retehnologizarea acesteia se vor lua în considerare indicatorii de fiabilitate calculați la etapa 2019.

Pentru o stație care se retehnologizează în anul 2021, se vor considera începând cu acest an indicatorii calculați la etapa 2024. Cât timp se întârzie retehnologizarea acesteia se vor lua în considerare indicatorii de fiabilitate calculați la etapa 2020.

b) calcul efectuat pentru durata maximă de întrerupere

Pentru toate etapele analizate, în cazul duratei maxime de întrerupere, calculele au fost efectuate cu probabilitate de realizare 10%, respectiv 5%.

Influența considerării în stabilirea duratei maxime a unei probabilități de depășire de 10%, respectiv 5%, conduce la obținerea unei durate maxime mai mici pentru probabilitatea de 10% și mai mari pentru probabilitatea de depășire de numai 5%, așa cum era de așteptat.

În ceea ce privește nivelul de continuitate în furnizarea serviciului, trebuie precizat că pentru stațiile neretehnologizate/nemodernizate, menținerea indicatorilor apropiați de valorile la nivel european se realizează cu costuri sporite la nivelul mentenanței preventive și corective. Indicatorii se vor îmbunătăți, în special în ceea ce privește durata întreruperilor (medie și maximă), prin retehnologizarea/modernizarea liniilor și stațiilor și prin reducerea timpilor de remediere a defectelor, folosind tehnologii și sisteme de management de performanță superioară.

10 Sistemul de conducere operativă prin dispecer - EMS/SCADA – DEN

Pentru monitorizarea și conducerea SEN, CNTEE Transelectrica SA utilizează un sistem informatic de proces complex, specific conducerii prin dispecer, de tip EMS/SCADA. Sistemul realizează achiziția și prelucrarea în timp real a datelor necesare monitorizării și conducerii operative în timp real a SEN, inclusiv comanda de la distanță în condiții de siguranță a elementelor de acționare din stațiile retehnologizate.

Sistemul este susținut logistic de o rețea complexă de comunicații precum și de procesul de modernizare și retehnologizare a stațiilor din RET. Astfel, în 2001 CNTEE Transelectrica SA a început construirea întregii infrastructuri tehnice pentru a susține un management eficient al sistemului de transport și al SEN, care a inclus sistemul EMS/SCADA (instalat în anul 2003 și devenit funcțional integral în 2005, după perioada de testare), liniile de comunicații și echipamentele de telecomunicații pe suport de fibră optică, modernizarea stațiilor și sistemul de metering dedicat pieței angro.

Rețeaua de telecomunicații se bazează pe infrastructura de fibră optică existentă la nivel național (cca. 5800 km), în tehnologie OPGW și OPUG, cu 36 de fibre optice. Informațiile sunt transportate folosind o rețea de telecomunicații de tip SDH cu o capacitate de 2,5 Gbps realizată în tehnologie inelară cu 10 inele fizice. Această tehnologie inelară, cât și echipamentele de tip SDH asigură redundanță informațiilor vehiculate în rețeaua de telecomunicații. Acolo unde infrastructura fizică nu permite realizarea de inele optice s-au instalat legături radiale de fibră optică utilizând echipamente SDH ce asigură o capacitate de transport de 155 Mbps (STM1).

Colectarea semnalelor EMS/SCADA din stații se realizează prin echipamente la rețeaua de telecomunicații SDH principală.

În locațiile în care nu există acces la infrastructura de fibră optică se utilizează legături radio, iar acolo unde nu se pot realiza nici legături radio, CNTEE Transelectrica SA folosește, pentru a transporta datele la DET/DEC, linii de telecomunicații clasice închiriate sau chiar legături prin satelit. CNTEE Transelectrica SA extinde în continuare această infrastructură de telecomunicații prin instalarea, pe liniile electrice aeriene de 220 kV și de 400 kV, a conductoarelor de protecție cu miez de fibră optică, tip OPGW și OPUG (în prezent cca. 4000 km fiind realizată în acest mod).

Rețeaua de fibră optică la nivel național cuprinde, pe lângă rețeaua internă OPGW, și interconexiunile optice cu companiile electrice vecine din Ungaria, Bulgaria și Serbia, precum și conexiunile optice metropolitane și conexiunile optice cu alte companii/operatori interni.

Sistemul EMS/SCADA - DEN este furnizat și implementat de către firma AREVA (în prezent General Electric). Acest sistem este proiectat și dezvoltat pe baza platformei informatice *e-Terra Control Platform* versiunea 2.2, corespunzătoare anului de punere în funcțiune, 2003.

Sistemul este structurat ierarhizat după cum urmează:

- Dispecerul Energetic Central (DEC);
- Dispecerul de Rezervă (CDR) care are legături de comunicație redundante cu DEC;
- Cinci centre de dispecer teritoriale (DET) existente în țară;
- Un Centru de Dispecer de Urgență (CDU) aflat într-o altă locație, al cărui scop este să poată asigura conducerea operațională a SEN în cazul unui dezastru în locația DEC. La CDU rulează același software ca și la DEC;
- Două interfețe similare celor de la DET pentru funcția de AGC (reglajul secundar automat al frecvenței - puterii de schimb) aferente DEC și Centrului de Dispecer de Urgență.

Toate DET-urile sunt legate fizic la DEC/CDR printr-o rețea de comunicație redundantă.

De asemenea, sunt asigurate aceleași tipuri de legături de 2 Mbps la fiecare DET pentru funcționarea în condiții similare a locației CDU.

Toate semnalele din stațiile electrice sunt transmise către Centrele de Dispecer Energetice Teritoriale, cu excepția centralelor participante la reglajul secundar automat al frecvenței și a liniilor de interconexiune cu vecinii, care din motive de sporire a securității sunt transmise către 2 interfețe similare celor de la dispeceratele teritoriale. Astfel, stațiile de interconexiune și centralele cu grupuri în AGC comunică direct cu Dispecerul Energetic Central. Informațiile ajunse la Dispeceratele Teritoriale sunt retransmise către Dispeceratul Energetic Central prin legături de tip E1, utilizând rețeaua principală.

Fiecare server și fiecare stație de lucru este dotat cu ultima versiune de pachete software disponibile la momentul comenzii.

Sistemul EMS/SCADA - DEN asigură funcțiile principale specifice: achiziție de date, monitorizare, alarmare și gestionare evenimente, management energetic, reglaj secundar de frecvență – putere de schimb, optimizarea și siguranța funcționării sistemului energetic național, comanda de la distanță a echipamentelor, arhivare precum și un mediu software complex pentru instruirea dispecerilor. În același timp, el reprezintă sistemul de automatizare de la nivelul superior al unei ierarhii de sub-sisteme. Sistemul central EMS/SCADA face schimb de informații cu sistemele regionale de control, sistemele de control ale producătorilor, sistemele de automatizare și control din stații, sistemele de piață precum și cu sistemele externe, formând o structură operațională globală compusă. Pentru acest sistem redundant de servere cu funcționalități dedicate sunt prevăzute mecanisme de asigurare a

accesului, controlului și securității sistemului. Echipamentul sistemului, serverele și concentratoarele sunt sincronizate prin GPS.

De asemenea, este asigurat schimbul de date cu sistemele din rețeaua interconectată și cu centrele de coordonare ENTSO-E prin intermediul celor 2 noduri informatice ENTSO-E conectate la rețeaua comună a interconexiunii, *Electronic Highway (EH)*, în conformitate cu cerințele standardelor de operare ENTSO-E. Totodată a fost implementat și sistemul european ENTSO-E comun (unic) de avertizare și alarmare, *EAS*.

Echipamentele hardware ale sistemului EMS-SCADA actual, echipamentele de comunicații aferente precum și nivelul de dezvoltare conceptuală al aplicațiilor software sunt depășite fizic și moral, acestea fiind la limita capacității lor privind asigurarea suportului funcțional pentru OTS în conducerea operativă a SEN. Menținerea lor în stare de funcționare corespunzătoare se realizează cu costuri din ce în ce mai mari, dat fiind faptul că producătorii au scos din fabricație echipamentele respective, iar actualizarea software devine tot mai dificil de realizat deoarece pe măsura trecerii timpului au apărut numeroase versiuni care accentuează gradul de incompatibilitate față de cea existentă.

Prin proiectul *Înlocuire componente sistem EMS – SCADA AREVA* s-a reabilit din punct de vedere funcțional sistemul informatic de proces EMS – SCADA existent, în sensul readucerii acestuia la parametrii funcționali necesari operării în siguranță a SEN, prin aducerea la zi a infrastructurii hardware învechite și a software-ului suport, cât și prin actualizarea versiunilor software ale aplicațiilor din cadrul suitei *e-terra* care stă la baza concepției acestuia. În decembrie 2021 sistemul EMS SCADA reabilitat a fost pus în funcțiune în prezent cele două sisteme functionand în paralel pentru o perioadă de cel puțin 6 luni conform necesității UNO-DEN.

În aceeași măsură, interfața de date dintre sistemele constitutive are la bază tehnologii învechite. Echipamentele și tehnologiile IT și de comunicații au progresat substanțial de la punerea în funcțiune a sistemului EMS/SCADA (începută în anul 2003 când s-a inițiat perioada de testare) și de la realizarea interfețelor cu echipamentele producătorilor, stațiilor și ale ENTSO-E. În mod fundamental interconexiunile sistemelor actuale folosesc telemetria serială și schimburile de fișiere, pe când tehnologiile au evoluat la telemetria pe baza tehnologiilor utilizând protocoale IP și integrarea sistemelor de acest tip.

În anul 2021 s-a pus în funcțiune noua platforma EMS – SCADA E-Terra 3.2.

11 Platforma informatică a pieței de echilibrare - DAMAS

CNTEE Transelectrica SA, în calitate sa de Operator al Pieței de Echilibrare garantează funcționarea tuturor celorlalte piețe de electricitate din România prin asigurarea echilibrării sistemului și a rezervelor de sistem necesare. Astfel, compania administrează piețele de electricitate aflate în responsabilitatea sa:

- Piața de Alocare de Capacitate pe liniile de interconexiune;
- Piața de Servicii Tehnologice de Sistem;
- Piața de Echilibrare,

precum și aplicații de schimb de date și interfațarea cu platformele operatorilor cu care se face schimb de date pentru piețele la care Transelectrica este parte sau către care se transmit datele utilizate pentru:

- Piața cuplată pentru ziua următoare (4M MC);
- Piața cuplată intrazilnică de energie electrică la nivel european XBID;
- Piețele centralizate aferente contractelor bilaterale de energie electrică.

În acest scop, în perioada anilor 2009 – 2010 CNTEE Transelectrica SA a implementat

proiectul „Platforma Pieței de echilibrare – II – DAMAS”, platformă de tip portal web, care rulează aplicații specifice prin care se asigură administrarea și funcționarea piețelor anterior menționate.

Utilizatorii acestui sistem sunt: CNTEE Transelectrica SA ca operator al acestui sistem, Părțile Responsabile cu Echilibrarea și, de asemenea, Participanții la Piața de Echilibrare ce dețin unități de producție dispecerizabile, unități de consum dispecerizabil, unități agregate.

Începând cu data de 19 noiembrie 2019 piața cuplată intrazilnică de energie electrică din România funcționează în regim cuplat cu piețele din celelalte 20 de țări participante la proiectul european SIDC – Single Intra-Day Coupling (cunoscut anterior ca XBID) de introducere a tranzacționării transzonale paneuropene pe orizontul intrazilnic, respectiv Bulgaria, Ungaria, Croația, Republica Cehă, Polonia, Slovenia, Austria, Belgia, Danemarca, Estonia, Finlanda, Franța, Germania, Letonia, Lituania, Norvegia, Suedia, Olanda, Portugalia și Spania.

Piața intrazilnică cuplată de energie electrică (XBID) este o componentă a pieței angro de energie electrică pe care se realizează tranzacții orare ferme cu energie electrică pentru fiecare zi de livrare începând cu ziua anterioară zilei de livrare, după încheierea tranzacțiilor pe PZU și până cu o oră înainte de începerea livrării/consumului. CNTEE Transelectrica SA are rol de agent de transfer pentru tranzacțiile intrazilnice. Schimbul de date pentru armonizare cu OTS vecinii, cuplați la XBID, se realizează la intervale de 15 minute, prin e-mail.

Prin intermediul Platformei Pieței de Echilibrare – II DAMAS, CNTEE Transelectrica SA respectă cerințele privind schimbul de date și standardizarea acestora conform cu Acordul operațional al zonei sincrone Europa Continentală (SAFA), respectiv cu politicile Policy on Scheduling și Policy on Accounting and Settlement.

Tot prin intermediul acestui sistem se asigură publicarea datelor pe care le deține pe platforma de transparență a ENTSO-E – EMFIP (Electricity Market Fundamental Information Platform) și asigură funcțiile suport pentru funcționarea piețelor cuplate la nivel PZU (Piața pentru Ziua Următoare) cu Ungaria, Slovacia și Republica Cehă.

Platforma Pieței de Echilibrare (DAMAS) reprezintă un sistem informatic complex alcătuit din infrastructură hardware proprie și aplicații software specifice activităților anterior descrise (aplicații dezvoltate și implementate de firma UNICORN SYSTEMS).

Platforma cuprinde, pe lângă componenta de producție și o componentă de preproducție (pentru implementare funcții noi, configurări noi, actualizări baze de date și pentru testare) și este formată din 29 de servere configurate în clustere, cu sisteme de operare de tip Microsoft Windows sau Red Hat și 15 stații de lucru (Windows):

- servere de autentificare (Authentication Server Vasco Middleware);
- servere de certificare (Certificate Authority Server);
- servere WEB;
- servere de aplicație;
- servere de baze de date cuplate în cluster;
- servere de management și un server de monitorizare;
- servere de rețea (Active Directory);
- servere de raportare;
- server pentru arhivare pe mediu extern (bandă magnetică).

Aplicațiile specifice Pieței de Echilibrare, Pieței de Alocare a Capacităților de Interconexiune și a Pieței Serviciilor Tehnologice de Sistem sunt dezvoltate în tehnologie ORACLE și structurate în următoarele module software:

- Modulul pentru Alocarea Capacităților pe liniile de interconexiune;

- Modulul pentru Programarea schimburilor de energie;
- Modulul pentru Piața de Echilibrare;
- Modulul pentru Serviciile Tehnologice de Sistem;
- Modulul pentru Calcule de decontare;
- Modulul pentru Rapoarte;
- Modulul pentru Simulare;
- Modulul pentru Configurare.

Începând cu anul 2021 se află în derulare proiectul „Înlocuirea componentelor hardware, actualizarea și dezvoltarea aplicațiilor specifice ale Platformei Pieței de Echilibrare – II DAMAS” prin care se dorește:

- Asigurarea unei infrastructuri cu tehnologii noi și software actualizat prin utilizarea ultimelor versiuni de software aferente sistemelor și platformelor Microsoft, Oracle și Linux (RED HAT);
- Implementarea ultimelor cerințe legislative, solicitări ANRE și regulamente/directive europene prin implementarea de noi funcții conform documentelor de referință;
 - o Regulamentul (UE) 2195/2017 al Comisiei de stabilire a unei linii directoare privind echilibrarea sistemului de energie electrică (EBGL);
 - o Propunerea tuturor operatorilor de sisteme de transport care efectuează procesul de înlocuire a rezervelor pentru cadrul de implementare a unei platforme europene pentru schimbul de energie de echilibrare din rezervele de înlocuire în conformitate cu articolul 19 din Regulamentul (UE) 2017/2195 (proiectul *TERRE*);
 - o Propunerea tuturor operatorilor de sisteme de transport pentru implementarea platformei europene pentru schimbul de energie de echilibrare din rezervele de restaurare a frecvenței cu activare manuală în conformitate cu articolul 20 din Regulamentul (UE) 2017/2195 (proiectul *MARI*);
 - o Propunerea tuturor operatorilor de sisteme de transport pentru implementarea platformei europene pentru schimbul de energie de echilibrare din rezervele de restaurare a frecvenței cu activare automată în conformitate cu articolul 21 din Regulamentul (UE) 2017/2195 (proiectul *PICASSO*);
 - o Automatic Frequency Restoration Reserve Process Implementation Guide (proiectul *PICASSO*);
 - o Propunerea tuturor operatorilor de sisteme de transport pentru implementarea platformei europene pentru compensarea dezechilibrelor în conformitate cu articolul 22 din Regulamentul (UE) 2017/2195 (proiectul *IGCC*);
 - o Regulamentul (UE) 943/2019 al Parlamentului European și al Consiliului privind piața internă de energie electrică (Regulamentul (UE) 943/2019);
 - o Directiva (UE) 2019/944 A Parlamentului European și a Consiliului din 5 iunie 2019 privind normele comune pentru piața internă de energie electrică și de modificare a Directivei 2012/27/UE 2.1.4 Regulamentului (UE) nr. 543/2013 privind transmiterea și publicarea datelor pe piețele energiei electrice și de modificare a anexei I la Regulamentul (CE) nr. 714/2009 al Parlamentului European și al Consiliului;
 - o Regulamentul (UE) 2016/1719 AL COMISIEI din 26 septembrie 2016 de stabilire a unei orientări privind alocarea capacităților pe piața pe termen lung (FCA);
 - o Regulamentul (UE) 2015/1222 AL COMISIEI din 24 iulie 2015 de stabilire a

- unor linii directe privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor (CACM);
- Regulamentul (UE) 2017/1485 al Comisiei din 2 august 2017 de stabilire a unei linii directe privind operarea sistemului de transport al energiei electrice (SO GL);
- Regulamentul (UE) NR. 543/2013 AL COMISIEI din 14 iunie 2013 privind transmiterea și publicarea datelor pe piețele energiei electrice și de modificare a anexei la Regulamentul (CE) nr. 714/2009 al Parlamentului European și al Consiliului;
- ENTSO-E – Regional Group Continental Europe Synchronous Area Framework Agreement (SAFA);
- Ordinul ANRE nr. 63/31.03.2020 privind aprobarea programului de implementare a măsurilor necesare în scopul asigurării condițiilor de decontare la un interval de 15 minute;
- ENTSO-E RGCE Implementation Guide Accounting and Settlement V2R0;
- ENTSO-E Manual of Procedures (MOP) V3.2.
- Flexibilizarea definirii specificațiilor privind regulile de piață, algoritmi de decontare și procesele de participare la piață;
- Migrarea funcționării din actuala platformă a pieței de echilibrare în noua platformă, fără perturbări majore care să pună în pericol funcționarea Pieței de Echilibrare;
- Prin facilitățile existente la nivelul infrastructurii (cloud) din punct de vedere hardware și software va avea loc o creștere a eficienței procesului de administrare a acestora cu o reducere a timpului de indisponibilitate (maxim 1 oră/an).

Aplicațiile specifice trebuie recompilate și dezvoltate pentru a face posibilă utilizarea acestei tehnologii și conformitatea cu cerințele documentelor de referință.

12. Implementarea platformei de compensare a dezechilibrelor, IGCC (International Grid Control Cooperation)

În conformitate cu *Regulamentul (UE) 2017/2195 al Comisiei din 23 noiembrie 2017 de stabilire a unei linii directe privind echilibrarea sistemului de energie electrică*, Art. 22 – *Platforma Europeană pentru procesul de compensare a dezechilibrelor*, toți OTS care efectuează procesul automat de restabilire a frecvenței în temeiul partii IV din Regulamentul (UE) 2017/1485, pun în aplicare și în funcțiune platforma europeană pentru procesul de compensare a dezechilibrelor.

Platforma IGCC operează cu reglaj secundar (creștere și reducere) sau RRFa (Rezerva de Restabilire a Frecvenței cu activare automată) și are ca obiectiv principal reducerea acțiunilor de sens contrar ale reguletoarelor operatorilor membri, rezultând astfel o utilizare optimizată a rezervei de sistem „bandă de reglaj secundar”, la nivel de ansamblu; procesul reprezintă practic o modalitate de optimizare a reglajului secundar de frecvență – putere de schimb.

Astfel, în data de 1 decembrie 2021, blocul de reglaj frecvență – putere de schimb RFP-TEL aparținând Transelectrica SA, a fost conectat la serverele TransnetBW, realizându-se astfel integrarea modulului IGCC local al Transelectrica SA la funcția de proces INPF (Imbalance Netting Process Function) localizată în Wendlingen (server principal), respectiv Esslingen (server de rezervă) Germania.

Energia compensată, precum și beneficiile obținute în cadrul acestei cooperări, sunt centralizate în tabelul de mai jos:

		dec.21	2022	2023
		Energie [MWh]	Energie [MWh]	Energie [MWh]
TOTAL IMPORT	Pret >=0	2,362.50	177,629.09	244,148.98
	Pret <0	67.79	1,206.41	2,082.78
TOTAL EXPORT	Pret >=0	3,684.48	252,982.08	359,602.65
	Pret <0	220.71	3,040.94	29,996.17
TOTAL BENEFICIU		euro	1,071,506.71	98,917,427.71
				109,565,848.43

Platforma IGCC numără în prezent un total de 27 de operatori de transport și de sistem din 24 de țări, respectiv – ADMIE Grecia, APG Austria, CNTEE Transelectrica România, Elia Belgia, Swissgrid Elveția, CEPS Republica Cehă, 50Hz Germania, Amprion Germania, TenneT DE Germania, TransnetBW Germania, Energinet Danemarca, RTE Franța, HOPS Croația, MAVIR Ungaria, Terna Italia, CREOS Luxemburg, TenneT NL Țările de Jos, PSE Polonia, REN Portugalia, ELES Slovenia, REE Spania, SEPS Slovacia, ESO – EAD Bulgaria, EMS Serbia. De asemenea, în cadrul cooperării există trei membri cu statut de observator – NOS Bih Bosnia și Hertegovina, CGES Muntenegru și MEPSO Macedonia de Nord.

Prin această alăturare, Operatorul de Transport și Sistem din Romania – C.N.T.E.E. Transelectrica S.A, se conformează obligațiilor legale instituite prin regulamentul european (UE) 2017/2195 al Comisiei din 2 august 2017 de stabilire a unei linii directoare privind operarea sistemului de transport al energiei electrice (art. 22).

13 Serviciile de sistem (rezerve)

Pentru asigurarea serviciului de sistem, CNTEE Transelectrica SA utilizează resurse proprii (servicii funcționale prestate) și servicii de sistem furnizate de producători contra cost, sau în baza obligativității stabilite de Codul Tehnic al RET.

Serviciile de sistem realizează disponibilizarea unor rezerve de sistem (reglaj primar (bandă simetrică), reglaj secundar (bandă simetrică), terțiar rapid la creștere sau la reducere), necesare funcționării sigure a SEN în condițiile de calitate a energiei electrice.

Serviciile de sistem sunt furnizate de utilizatorii RET și utilizate de Transelectrica în scopul de a asigura:

- compensarea variației de sarcină în SEN, respectiv reglarea frecvenței și a soldului SEN;
- reglarea tensiunilor în RET;
- restaurarea funcționării SEN după un colaps total sau al unei zone.

Serviciile de sistem sunt realizate cu următoarele resurse:

- sistemele de reglaj primar a frecvenței ale grupurilor generatoare;
- sistemul de reglaj secundar automat frecvență-putere;
- rezervele de putere – reglaj terțiar rapid la creștere și la reducere;
- sistemele locale de reglare a tensiunii;
- sistemele automate de izolare pe serviciile proprii și de autopornire a grupurilor în vederea restaurării funcționării SEN după un colaps total sau al unei zone;
- consumatorii comandabili care își reduc sarcina sau pot fi deconectați la dispoziția Transelectrica.

CNTEE Transelectrica SA prestează serviciul de sistem pentru toate componentele SEN, plătind pentru fiecare oră*grup de funcționare în compensator sincron a agregatelor SPEEH

Hidroelectrica SA un tarif reglementat de ANRE pentru numărul de ore efectiv utilizate și de asemenea organizează licitații pentru achiziționarea de rezerve de putere, plătiind pentru fiecare hMW la prețul de închidere a licitației pentru fiecare interval orar și tip de rezervă.

Conform prevederilor Codului tehnic al RET, furnizorii de servicii de sistem sunt calificați de Transelectrica prin proceduri specifice.

Utilizatorii RET care au fost calificați pentru furnizarea de rezerve, pot încheia contracte de furnizare de servicii de sistem pentru tipul de rezervă pentru care au fost calificați.

Situația calificării grupurilor și a furnizorilor pentru realizarea serviciilor de sistem pentru anul 2023 este prezentată în Anexa B-8.

În conformitate cu regulamentele Europene, achiziția de capacitate pentru echilibrare (rezerve) se realizează în mod concurențial și sens, prin licitații zilnice organizate (Regulamentul UE 943/2018, Art. 6, alin. 9).

Începând cu data de 01 aprilie 2024, va intra în vigoare Ordinul ANRE nr. 127/2021 *pentru aprobarea Regulamentului privind clauzele și condițiile pentru furnizorii de servicii de echilibrare și pentru furnizorii de rezervă de stabilizare a frecvenței și a Regulamentului privind clauzele și condițiile pentru părțile responsabile cu echilibrarea și pentru modificarea și abrogarea unor ordine ale președintelui ANRE*, care definește printre altele, noile tipuri de rezerve care vor fi achiziționate de către Transelectrica, în conformitate cu cerințele codurilor Europene. Este vorba de Rezerva de Stabilizare a Frecvenței (bandă simetrică), Rezerva de Restabilire a Frecvenței cu activare automată și manuală, respectiv Rezerva de Înlocuire. Aceste rezerve vor fi calificate ca și rezerve standard, în baza Ordinului ANRE nr. 89/2021 *privind aprobarea de calificare tehnică pentru furnizarea serviciilor de sistem*.

Situația achiziționării și realizării serviciilor de sistem în anii 2019 ÷ 2023 este prezentată în continuare:

Anul 2019

Tip serviciu	U.M.	Necesar	Reglementat	Contractat	Realizat	Realizat față de contract	Realizat față de necesar	Număr de situații în care serviciul solicitat nu a fost furnizat
Bandă de Reglaj Secundar	hMW	3903700	0	3903700	3815532	3796888	99.51%	-
Rezervă Terțiară Rapidă	hMW	5746200	0	5746200	5716081	5697742	99.68%	-
Rezervă Terțiară Lentă	hMW	6395858	3767858	2628000	6395858	6392924	99.95%	-
Energie Reactivă	ore*grup	11220	11220	11220	11220	11220	100.00%	-
Rezerva de reglaj primar*	hMW	525600				-	100%	-

* conform regulilor ENTSO - E (60 hMW/h)

Anul 2020

Tip serviciu	U.M.	Necesar	Reglementat	Contractat	Realizat	Realizat față de contract	Realizat față de necesar	Număr de situații în care serviciul solicitat nu a fost furnizat
Bandă de Reglaj Secundar	hMW	3795000	0	3794720	3786019	99.77%	99.76%	-
Rezervă Terțiară Rapidă Creștere	hMW	5180100	0	5180118	5160252	99.62%	99.62%	-
Rezervă Terțiară Rapidă Reducere	hMW	842150	0	842150	841950	99.98%	99.98%	
Rezervă Terțiară Lentă	hMW	4267331	3316891	4266091	4264729	99.97%	99.94%	-
Energie Reactivă	ore*grup	7421	7421	7421	7421	100.00%	100.00%	-
Rezerva de reglaj primar*	hMW	527040				-	100%	-

* conform regulilor ENTSO - E (60 hMW/h)

Anul 2021

Tip serviciu	U.M.	Necesar	Reglementat	Contractat	Realizat	Realizat față de contract	Realizat față de necesar	Număr de situații în care serviciul solicitat nu a fost furnizat
Bandă de Reglaj Secundar	hMW	4323570	0	4169270	4153690	99.63%	96.07%	-
Rezervă Terțiară Rapidă Creștere	hMW	5470200	0	5454250	5440993	99.76%	99.47%	-
Rezervă Terțiară Rapidă Reducere	hMW	2365650	0	2317683	2313523	99.82%	97.80%	
Rezervă Terțiară Lentă**	hMW	0	0	0	0	0	0	-
Energie Reactivă	ore*grup	1410	1410	1410	1410	100.00%	100.00%	-
Rezerva de reglaj primar*	hMW	499320						-

* conform regulilor ENTSO - E (57 hMW/h)

** în anul 2021 nu s-a achiziționat rezervă terțiară lentă.

Anul 2022

Tip serviciu	U.M.	Necesar	Reglementat	Contractat	Realizat	Realizat față de contract	Realizat față de necesar	Număr de situații în care serviciul solicitat nu a fost furnizat
Bandă de Reglaj Secundar	hMW	3694100	0	3376066	3376066	3368145	99.77%	-
Rezervă Terțiară Rapidă Creștere	hMW	4494400	0	4494400	4494400	4465044	99.35%	-
Rezervă Terțiară Rapidă Reducere	hMW	1111300	0	1105603	1105603	1102661	99.73%	
Rezervă Terțiară Lentă	hMW	0	0	0	0	0		-
Energie Reactivă	ore*grup	1645	1645	0	1645	1645	100.00%	-
Rezerva de reglaj primar*	hMW	499320				-	100%	-

* conform regulilor ENTSO - E (57 hMW/h)

** în anul 2022 nu s-a achiziționat rezervă terțiară lentă.

Anul 2023

Tip serviciu	U.M.	Necesar	Reglementat	Contractat	Realizat	Realizat față de contract	Realizat față de necesar	Număr de situații în care serviciul solicitat nu a fost furnizat
Bandă de Reglaj Secundar	hMW	4392000	0	3561770	3561770	3556478	99.85%	-
Rezervă Terțiară Rapidă Creștere	hMW	4416500	0	4384455	4384455	4369002	99.65%	-
Rezervă Terțiară Rapidă Reducere	hMW	2557350	0	2432606	2432606	2417091	99.36%	-
Rezervă Terțiară Lentă	hMW	0	0	0	0	0	-	-
Energie Reactivă	ore*grup	3196	3196	0	3196	3196	100.00%	-
Rezerva de reglaj primar*	hMW	527040				-	100%	-

* conform regulilor ENTSO - E (60 hMW/h)

** în anul 2023 nu s-a achiziționat rezervă terțiară lentă.

La solicitarea făcută în baza licenței de dispecerizare, s-a asigurat rezerva de reglaj primar, obligatoriu și neremunerat pentru toate grupurile dispecerizabile, în conformitate cu obligațiile stabilite prin Codul tehnic al RET și impuse de respectarea regulilor ENTSO-E privind siguranța în funcționare și reglajul frecvenței și a soldului.

Rezerva primară solicitată producătorilor a respectat cerința de repartitie cât mai uniformă și a reprezentat în total minim de 60 hMW/h în 2023, conform obligațiilor ce revin SEN în cadrul sistemului interconectat ENTSO-E. Rezerva de reglaj primar solicitată a fost respectată în programarea zilnică a funcționării SEN.

În afară de servicii de sistem putere activă, pentru reglajul tensiunii în RET, CNTEE Transelectrica SA achiziționează Energie Reactivă (ER) sub formă de ore de funcționare în regim de compensator sincron, de la cele două centrale hidroelectrice care pot asigura acest serviciu, respectiv CHE Lotru și CHE Vidraru. Achiziția acestui serviciu se realizează pe baza reglementărilor ANRE, emise în baza unor prognoze de utilizare a serviciului, plata orelor de funcționare în compensator sincron realizându-se doar pentru cantitățile efectiv realizate.

14 Sistemele de contorizare a energiei electrice și monitorizare a calității energiei electrice

Direcția de Măsurare OMEPA, este o entitate organizatorică distinctă la nivelul Companiei și îndeplinește funcția de Operator de Măsurare la nivelul piețelor angro de energie electrică.

În cadrul CNTEE Transelectrica SA, DM-OMEPA îndeplinește funcția de operator de măsurare a energiei electrice, funcția de operator unic de agregare pe piața angro de energie electrică, funcția de operator de monitorizare a calității energiei electrice și funcția de operator de metrologie.

DM-OMEPA răspunde de activitatea de măsurare a energiei electrice și monitorizare a calității energiei electrice ce este desfășurată atât la punctul central, cât și în teritoriu, prin intermediul serviciilor de exploatare sisteme de măsurare DM-OMEPA.

DM-OMEPA este administratorul Codului de măsurare a energiei electrice în cadrul CNTEE Transelectrica SA, fiind responsabilă de modul în care sunt respectate prevederile conținute în cadrul Codului.

Activitatea este structurată pe patru piloni principali:

- administrarea sistemului de metering pentru piața angro de energie electrică;
- managementul local al sistemelor de contorizare locală;

- monitorizarea calității energiei electrice;
- managementul laboratorului de metrologie al CNTEE Transelectrica SA.

Funcția de „*Operator de măsurare și agregare a datelor măsurate*” pe piața angro de energie electrică, realizată de DM-OMEPA, în cadrul Transelectrica, tratează următoarele componente:

- *telecontorizarea* punctelor de măsurare de categoria „A” (conform Codului de măsurare a energiei electrice) și a celor de categoria B pentru serviciile interne din stațiile Transelectrica;
- *telecontorizarea* de siguranță (back-up) a liniilor de interconexiune (110-220-400 kV) ;
- *contorizarea locală* a punctelor de măsurare pentru calcularea și verificarea balanțelor de energie electrică activă și reactivă pe nivele de tensiune în stațiile electrice ;
- *colectarea și agregarea datelor* de măsurare pentru piața angro de energie electrică.
- *validarea datelor* pentru punctele de măsurare în care Transelectrica deține echipamente de măsurare.
- *administrarea participanților* la piața angro de energie, funcție pe care OMEPA o realizează în sensul înregistrării acestora pentru punctele de măsurare și formulele de agregare proprii cu confirmarea bilaterală a acestora;
- *efectuarea bilanțului fizic în SEN*;
- colectarea datelor lunare de la operatorii de distribuție care participă la funcționarea “schemei bonus pentru activitatea de producere de energie electrică de înaltă eficiență”.

DM-OMEPA operează și administrează laboratorul de metrologie al CNTEE Transelectrica SA pentru verificări metrologice inițiale și periodice pentru contoare de energie electrică.

Activitatea desfășurată de către personalul DM-OMEPA în cadrul laboratoarelor de metrologie asigură autonomie Companiei în privința necesităților proprii de verificări metrologice.

DM-OMEPA administrează și exploatează sistemul integrat de monitorizare a calității energiei electrice cu analizoare de calitate în montaj fix, deține și echipamente portabile, cât și personal specializat și atestat, pentru monitorizarea parametrilor de calitate a energiei electrice.

În conformitate cu prevederile cadrului de reglementare, DM-OMEPA efectuează măsurători asupra calității energiei electrice în stațiile electrice ale Transelectrica precum și la utilizatorii care dețin CEE/CFE racordate la rețelele electrice de interes public, pentru verificarea încadrării parametrilor în conformitate cu valorile acceptate din Codul Tehnic RET și din standardele de calitate a energiei în vigoare.

15 Sistemul de telecomunicații

Rețeaua de comunicații reprezintă un element de bază al sistemului informatic, pe care se pot implementa și dezvolta servicii și aplicații informatice care servesc utilizatorii finali. Din acest motiv, crearea și implementarea unui design corect al acestora determină capacitatea rețelei de a suporta implementarea diverselor servicii și aplicații necesare desfășurării activităților din companie.

Din punct de vedere al infrastructurii de comunicații, CNTEE Transelectrica SA deține una din cele mai întinse rețele naționale de fibră optică (aproximativ 5800 Km) având și o capacitate de transport de date foarte mare. Cea mai mare parte din infrastructura de fibră optică este realizată pe infrastructura de transport a energiei electrice, cablul de fibră optică fiind inclus în conductorul de protecție al liniilor electrice (OPGW).

Infrastructura de fibră optică OPGW include drept noduri de comunicație stațiile electrice de înaltă tensiune (220 kV și 400 kV) și permite conectarea principalelor obiective energetice ale țării, respectiv cele mai importante centrale electrice. Aceasta poate asigura, pe lângă necesitățile de telecomunicații ale CNTEE Transelectrica SA, și solicitări ale diverșilor clienți care doresc să utilizeze rețeaua de fibră optică.

Rețeaua de fibră optică la nivel național cuprinde: rețeaua optică internă OPGW, interconexiunile pe fibră optică cu companiile electrice din Ungaria, Bulgaria, Serbia, conexiunile pe fibră optică metropolitane și conexiunile pe fibră optică cu alte companii/operatori interni.

Rețeaua de fibră optică realizată a permis ca CNTEE Transelectrica SA să instaleze sisteme de telecomunicații specifice, care alcătuiesc o rețea modernă de telecomunicații prin care aceasta beneficiază de toate serviciile date-voce-video necesare funcționării ca operator de transport și sistem în sectorul energiei electrice. Pe suportul de fibră optică au fost dezvoltate rețele de comunicații care deservește Dispecerul Național, sistemele de securizare ale sedilor Companiei și ale Stațiilor de transformare, precum și telefonie IP operativă.

Capacitățile excedentare de comunicație pe fibră optică sunt utilizate, prin intermediul filialei SC Teletrans SA.

Sistemul de telecomunicații actual se bazează în principal pe infrastructura proprie, iar în secundar pe capacități de comunicații închiriate de la furnizori de servicii de comunicații.

Este utilizată, de asemenea, o infrastructură bazată pe microunde, care asigură comunicații operative de date-voce pentru operatorul de sistem, de măsurare a energiei electrice și pentru piața de echilibrare.

În anumite situații, în care nu este disponibilă o infrastructură de fibră optică sau este necesară asigurarea redundanței comunicațiilor, se folosesc sisteme de curenți purtători (PLC) instalate pe liniile electrice de transport, care asigură comunicații de joasă frecvență aferente transmisiilor echipamentelor de achiziție date de proces din stații și centrale termo/hidro/nuclearoelectrice, semnalelor de teleprotecție pe liniile de transport, precum și interfațarea sistemului privat de telecomunicații al Companiei cu sistemele publice ale altor operatori.

Anexa 2 - Analiza adecvanței SEN pe termen mediu și lung ERAA 2023

Schimbările fără precedent aduse de îndeplinirea angajamentelor asumate de țările europene în cadrul Pactului Verde (Green Deal), pentru asigurarea unui sistem energetic mai puțin poluant, transpuse în volume mari de energie electrică din surse regenerabile intermitente ce vor substitui o parte însemnată din contribuția centralele termoelectrice clasice în mixul energetic, reprezintă adevărate provocări pentru sistemul european, ce trebuie să se adapteze rapid pentru a menține siguranța alimentării și respectiv, echilibrul continuu dintre cererea și producția de energie electrică.

Având în vedere nivelul de interconectare al sistemului european, un deficit sau excedent de capacitate într-o zonă a acestuia, poate afecta adecvanța într-o altă zonă. Este necesară, deci, o abordare coordonată pentru evaluarea adecvanței sistemului interconectat și respectiv, o modelare la nivel pan-european. Simulările de piață trebuie să includă un număr foarte mare de stări și configurații în care se poate afla sistemul interconectat, generate de diverse condiții climatice posibile și indisponibilizări planificate și neplanificate, aleatorii, ale grupurilor convenționale și ale elementelor de rețea, pentru a permite identificarea unor eventuale situații critice în care capacitățile de producere nu pot acoperi cererea de energie electrică la un moment dat.

Ca urmare, în vederea evaluării adecvanței SEN pe termen mediu și lung au fost considerate datele de intrare, ipotezele, metodologiile și rezultatele Studiului de evaluare a adecvanței la nivel european (ERAA2023), realizat în cadrul ENTSO-E, pentru identificarea potențialelor deficiențe ale sistemului românesc.

Analizele de piață pentru ERAA2023 au inclus modelarea *explicită* a 36 de țări europene împărțite în 59 de zone de ofertare și modelarea *implicită* a 4 țări din afara perimetrului ENTSO-E, prin reprezentarea seriilor orare fixe ce descriu schimburile transfrontaliere realizate cu acestea.

Orizontul de modelare a inclus patru ani țintă: 2025, 2028, 2030 și 2033.

Scenariul central de referință pentru evaluarea adecvanței la nivel european - ERAA *Central Reference Scenario* – a fost elaborat pornind de la scenariile *bottom-up National Trends (NT)*, construite pe baza datelor transmise de OTS-urile europene în linie cu politicile și tendințele naționale, ce au fost actualizate în ceea ce privește evoluția resurselor disponibile, prin aplicarea metodologiei EVA de evaluare a viabilității economice a acestora, în ipoteza inexistenței unor *mecanisme suplimentare de asigurare a capacității (CM)* în piață.

În contextul ERAA2023, resursele disponibile în piață ce contribuie la acoperirea sarcinii orare includ, pe lângă tehnologiile de producere și de stocare (inclusiv baterii) și cele ce permit ajustarea consumului la palierele de vârf, denumite mijloace de DSR *explicit* (activate pe baza unor oferte de preț) sau DSR *implicit* (ce răspund sau nu la creșterea prețurilor, cum ar fi: vehicule electrice, pompe de cădură, baterii instalate la populație-neparticipante la piață).

Viabilitatea resurselor a fost evaluată pe baza unui model de optimizare a planificării pe termen lung ce are ca funcție obiectiv minimizarea costurilor totale ale sistemului pan-european în perioada 2025-2033, considerând diversele opțiuni de decizie cu privire la evoluția resurselor și investițiile asociate acestora: intrare sau ieșire în/din conservare, casare în avans, extinderea duratei de viață (toate acestea pentru capacitățile de producere existente pe gaze sau cărbune) și instalare de grupuri noi (pentru capacități noi pe gaze, mijloace DSR și baterii).

Dintre opțiunile candidat considerate pentru evaluarea viabilității economice au fost deci excluse (atât la reducere cât și la expansiune) capacitățile nucleare și cele regenerabile RES, păstrate constante ca în scenariile NT, considerându-se că acestea respectă ținte și politici asumate de țările modelate.

De asemenea, ținând cont de durata perioadei de construcție pentru grupurile noi pe gaze (în ciclu combinat sau alte tehnologii), acestea nu au fost introduse drept opțiuni candidat înainte de anul țintă 2028, astfel că, la nivelul anului 2025 singurele noi opțiuni de expansiune permise au fost sistemele de stocare cu baterii instalate la nivel RET și măsurile de DSR explicit.

Pentru grupurile ce sunt retrase din funcțiune în perioada analizată conform scenariilor NT, evaluarea EVA poate include ca opțiune realizarea de investiții pentru extinderea duratei lor de viață, începând din anul următor casării.

Datorită complexității modelului EVA, grupurile de producere au fost agregate pe categorii, în funcție de combustibilul utilizat și de caracteristicile lor tehnico-economice.

De asemenea, numărul de scenarii considerat pentru reflectarea variabilității introduse de condițiile meteorologice a fost limitat la 3 ani climatici (1985, 1988 și 2003) reprezentativi pentru clusterelor ce descriu cel mai bine întreaga bandă de variație acoperită de cei 35 de ani din PECD, fiecare cu ponderi diferite de reprezentativitate, determinate prin metode statistice și algoritmi de agregare calculați în condițiile a două scenarii (Tabelul 2.1):

- Scenariul A: ponderile celor 3 ani climatici reprezentativi au fost determinate pe baza rezultatelor simulărilor de adecvanță realizate pentru ERAA2022, anul țintă 2025, astfel încât să conducă la același nivel de fiabilitate (LOLE) la nivel UE ca valoarea obținută din medierea tuturor celor 35 de ani climatici
- Scenariul B: ponderile celor 3 ani climatici reprezentativi pentru fiecare cluster au fost determinate pe baza numărului de ani climatici incluși în fiecare cluster. Această metodă de ponderare corespunde metodologiei originale EVA, ce a fost utilizată și în ERAA 2022

Tabelul 2.1 Ponderile celor 3 ani climatici reprezentativi din PECD - utilizați în etapa EVA

An climatic reprezentativ	Pondere an climatic în total 35 ani	
	Scenariul A	Scenariul B
1985	0.085	0.028
1988	0.058	0.057
2003	0.858	0.915

Indicatorii tehnico-economici specifici pentru diversele tipuri de grupuri (diferențiate în funcție de tehnologie și combustibilul primar utilizat) și scenariul de evoluție a prețului combustibililor fosili și al emisiilor de CO₂, ce determină practic *ordinea de merit* la încărcarea grupurilor, corespund datelor și ipotezelor specifice Scenariului National Trends (NT), modelat în cadrul ENTSO-E.

Tabelul 2.2 prezintă scenariul de evoluție a prețului combustibililor fosili și al certificatelor de emisii de gaze cu efect de seră, utilizat pentru ERAA2023, ce a fost construit în cadrul ENTSO-E pe baza informațiilor din sursele menționate.

Tabelul 2.2 Prețul combustibililor fosili și al certificatelor de emisii de gaze cu efect de seră
ERAA2023

	U.M	Sursa datelor:	2025	2028	2030	2033
Lignit	Euro/GJnet	Booze&co "Understanding Lignite Generation Costs in Europe"- pret mediu constant pentru 4 grupuri de țări:				
		G1 (BG - MK - CZ)	1.40	1.40	1.40	1.40
		G2 (SK - DE - RS - PL - ME - UKNI - BA - IE)	1.80	1.80	1.80	1.80
		G3 (SL - RO - HU)	2.37	2.37	2.37	2.37
		G4 (GR - TR)	3.10	3.10	3.10	3.10
Huile	Euro/GJnet	Bloomberg pentru 2023 și IEA WEO 2022 (APS) pentru 2030, 2050, interpolare între 2023 – 2030 și 2030 – 2050 pentru anii intermediari	3.38	2.42	1.78	1.74
Gaze naturale	Euro/GJnet	Bloomberg pentru 2023 și IEA WEO 2022 (APS) pentru 2030, 2050, interpolare între 2023 – 2030 și 2030 – 2050 pentru anii intermediari	12.54	8.80	7.44*	7.88*
					* Preț amestec gaze naturale + biometan (9%)	
CO ₂	Euro/tonă	Bloomberg pentru 2023 și IEA WEO 2022 (APS) pentru 2030, 2050, interpolare între 2023 – 2030 și 2030 – 2050 pentru anii intermediari	87.9	103.2	113.4	123.5

În simulările de piață din etapa EVA limitarea schimburilor comerciale dintre țări s-a realizat pe baza valorilor capacităților nete de transfer NTC pe liniile de interconexiune.

Pentru simulările de adecvanță (*adequacy model*), reprezentarea restricțiilor de import/export multilaterale au fost modelate pe baza fluxurilor de putere - *abordarea Flow-based* adoptată pentru *cuplarea piețelor* pentru țările din regiunea CORE (AT, BE, HR, CZ, FR, DE, HU, LU, NL, PL, RO, SK și SI), pentru celelalte țări europene fiind utilizate tot limitele descrise de valorile NTC. Trebuie menționat că, deși furnizează o reprezentare destul de bună, simplificată, a capacităților trans-frontaliere disponibile, valorile NTC fixe pe granițe, planificate pe termen lung, pot devia în reprezentarea capabilităților fizice de transport ale rețelei, față de valorile rezultate din abordarea "flow based", ce modelează cu acuratețe îmbunătățită configurația rețelei, mai apropiată de realitatea operării sistemului, ținând cont în plus și de schimburile ce au loc între alte granițe.

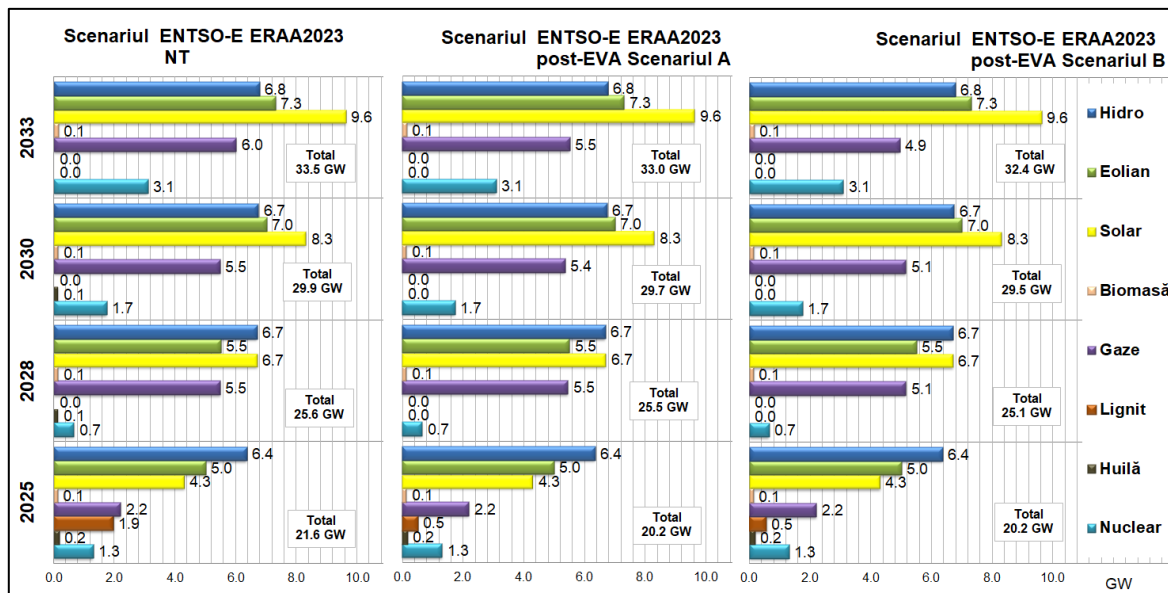
Rezultatele pentru România ale etapei EVA, pentru fiecare an țintă sunt evidențiate în Tabelul 2.3, respectiv reducerea de capacitate (neviabilă) rezultată în scenariile A și B, față de scenariul NT, corespunzătoare diferitelor tipuri de centrale termoelectrice nerentabile, ce nu și-ar putea recupera costurile de funcționare în lipsa unor mecanisme de piață specifice, în condițiile de evoluție a prețurilor din Tabelul 2.2.

Tabelul 2.3. Rezultate post-EVA pentru România

Variabile de decizie / casare capacități pe tipuri de combustibili	2025	2028	2030	2033
Gaze - tehnologii cu ciclu combinat	0.0 MW	0.0 MW	0.0 MW	-120.0 MW
Gaze - alte tehnologii	0.0 MW	-20.0 MW	-120.0 MW	-370.0 MW
Huică	0.0 MW	-130.0 MW	-130.0 MW	0.0 MW
Lignit	-1450.0 MW	0.0 MW	0.0 MW	0.0 MW
TOTAL	-1450.0 MW	-150.0 MW	-250.0 MW	-490.0 MW
Gaze - tehnologii cu ciclu combinat	0.0 MW	0.0 MW	0.0 MW	-690.0 MW
Gaze - alte tehnologii	0.0 MW	-330.0 MW	-330.0 MW	-370.0 MW
Huică	0.0 MW	-130.0 MW	-130.0 MW	0.0 MW
Lignit	-1410.0 MW	0.0 MW	0.0 MW	0.0 MW
TOTAL	-1410.0 MW	-460.0 MW	-460.0 MW	-1060.0 MW

În figura 2.1 sunt prezentate datele referitoare la puterile instalate în SEN – valori nete, ce caracterizează scenariile modelate în ERAA 2023 pentru România, derivate din scenariul NT, respectiv scenariile A și B post-EVA.

Figura 2.1. Evoluție capacități disponibile în SEN
Scenarii ENTSO-E ERAA 2023



În final, obiectivul studiului de adecvanță ERAA este determinarea riscului de neacoperire a sarcinii în condițiile unor resurse disponibile în piață conform propunerilor decizionale post-EVA, rezultate pentru cele două scenarii, A și B.

Pentru surprinderea tuturor evenimentelor neplanificate ce pot apărea în sistem, generate de valorile variabilelor stocastice ce definesc cererea, generarea și disponibilitatea rețelei de transport, a căror combinație poate influența nivelul de adecvanță a sistemului, s-au realizat analize de piață probabilistice cu ajutorul programelor de modelare specifice, cu multiple iterații Monte-Carlo (MC) - ce simulează, pe baza probabilităților de avarie specifice, indisponibilitatea liniilor (de interconexiune) și/sau a grupurilor generatoare, pentru fiecare scenariu meteorologic din eșantionul celor 35 de ani-tip disponibili în Baza de date climatice PECD 3.1. Utilizarea celor 35 de scenarii / ani climatici reflectă impredictibilitatea consumului de energie electrică și a generării din surse regenerabile (eoliană, solară, hidro), introdusă de variația factorilor meteorologici (temperatura aerului, viteza vântului, radiația solară, precipitații).

Un aspect deosebit de important în simularea unor situații diverse din punct de vedere climatic, dar *rezonabile* ca probabilitate de apariție, este reprezentat de faptul că seriile de variabile orare corespunzătoare fiecărui an climatic din PECD sunt corelate spațial și temporal: reflectă deci condiții armonizate pe întregul perimetru european și coerente din punct de vedere cronologic (de exemplu, valorile temperaturii sunt similare pentru zone/țări învecinate și prezintă variații orare în limite acceptabile).

Data fiind complexitatea sistemului european analizat, pentru a se atinge convergența valorilor indicatorilor de fiabilitate rezultați din studiile probabilistice de piață, este necesar să se simuleze un număr semnificativ de situații posibile din combinația (nr. ani-climatici x nr. iterații MC), pentru fiecare an țintă și scenariu analizat.

Pentru evidențierea situațiilor critice din sistem, au fost determinați și analizați indicatorii de fiabilitate ENS [GWh] (*Energy Not Served*) – energia nelivrată și LLD [ore/an] (*Loss of Load Duration*) - durata de pierdere a consumului, respectiv numărul de ore cu energie nelivrată în cursul anului, corespunzători fiecărei simulări Monte Carlo.

Din prelucrarea indicatoriilor ENS și LLD au rezultat valorile *anticipate* la nivelul orizontului analizat pentru fiecare țară, respectiv EENS (*Expected Energy Not Served*) și LOLE (*Loss of Load Expectation*) - ca valori medii ale tuturor iterațiilor MC realizate cu programul de modelare, dar și valorile mediane (percentila P50) și maxime (determinate ca percentila P95 – ignorând astfel valorile mai mari ce apar în mai puțin de 5% de cazuri din setul total de simulări MC), corespunzători fiecărui scenariu.

De menționat că, pentru majoritatea țărilor europene, indicatorul LOLE are valori țintă standardizate, cuprinse, în general, între 3 și 8 ore/an.

Tabelul 2.4 Valorile medii, P50 și P95 pentru ENS și LLD rezultate pentru România, în scenariile modelate pentru ERAA2023

orizonturile 2025 și 2028

Scenarii ERAA 2023	2025						2028					
	LOLE	LLD P50	LLD P95	EENS	ENS P50	ENS P95	LOLE	LLD P50	LLD P95	EENS	ENS P50	ENS P95
	ore/an			GWh			ore/an			GWh		
Scenariul A	0.82	0	3	0.05	0	0.08	0.06	0	0	0	0	0
Scenariul B	2.34	0	13.8	0.21	0	0.76	0.27	0	0	0.03	0	0.00

orizonturile 2030 și 2033

Scenarii ERAA 2023	2030						2033					
	LOLE	LLD P50	LLD P95	EENS	ENS P50	ENS P95	LOLE	LLD P50	LLD P95	EENS	ENS P50	ENS P95
	ore/an			GWh			ore/an			GWh		
Scenariul A	0	0	0	0	0	0	0.09	0	0	0.01	0	0
Scenariul B	0.01	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.00

Rezultatele ERAA2023 pentru România, centralizate în Tabelul 2.4, arată ca riscurile de neacoperire a consumului intern cu capacitățile de generare disponibile în SEN plus import, sunt maxime în ipotezele modelate de scenariul B al etapei de verificare a viabilității economice EVA, pentru anul țintă 2025, căruia îi corespunde o reducere de capacitate de ~1,4 GW în centrale pe lignit, în avans față de scenariul NT, în care decarbonizarea totală a SEN este prevăzută pentru 31.12.2025. Ieșirea din piață în avans a acestor grupuri, ineficiente în ipotezele scenariului modelat, ar putea cauza apariția unor perioade de deficit de capacitate în SEN, evaluate la maxim 13,8 ore/an într-un scenariu extrem, specific unor condiții climatice severe, în care cantitatea maximă anuală de energie ce ar putea să nu fie acoperită este de 760 MWh la nivelul anului 2025.

Pentru ceilalți ani țintă, 2028, 2030 și 2033, perioadele anuale de neacoperire a sarcinii anticipate sunt sub 1 oră/an.

Etapă de verificare a viabilității economice EVA a identificat faptul că unele grupuri, existente sau noi, inclusiv pe gaze în ciclu combinat, sunt nerentabile în ipotezele considerate în ERAA2023.

Ca urmare, rezultatele simulărilor pentru scenariile *post EVA*, scenariile A și B sunt echivalente unor analize de sensibilitate față de scenariul de referință NT, cu privire la casarea în avans a unor grupuri existente sau nerealizarea la termen a unor capacități de producere noi în SEN, ce ar conduce la o reducere de maxim 1450 MW în 2025, 460 MW în 2028 și 2030, respectiv 1060 MW pentru orizontul 2033.

De menționat că în valorile de deficit de capacitate rezultate pentru fiecare țară în ERAA2023 sunt incluse și rezervele ce trebuie menținute în sistem pentru asigurarea, suplimentar față de consum, a reglajelor necesare în SEN. În funcție de particularitățile fiecărui sistem, acestea au fost modelate în mod simplificat în ERAA2023, prin diminuarea capacității de producere în centralele hidroelectrice cu acumulare disponibile (dacă există) și/sau printr-o creștere artificială a sarcinii orare cu valoarea de reglaj FRR ce trebuie asigurată de grupurile termoelectrice.

Pentru România, în studiile de piață s-au considerat următoarele valori pentru *rezervele necesare modelării* pentru ERAA2023, *similar funcționării PZU* – FCR, rezerva de stabilizare a frecvenței (rezervă de reglaj primar) și FRR, rezerva de restaurare a frecvenței (reglaj secundar și terțiar rapid):

Tabelul 2.5 Rezerve de putere activă în SEN
utilizate în studiile de modelare a pieței pentru ERAA2023

Servicii tehnologice de sistem	2025 [MW]	2028 [MW]	2030 [MW]	2033 [MW]
FCR total	62	63.5	65	65
<i>Furnizat de grupuri termoelectrice</i>	20	20	20	20
<i>Furnizat de grupuri hidroelectrice</i>	42	43.5	45	45
FRR total (automat+manual)	580	520	500	500
<i>Furnizat de grupuri termoelectrice</i>	280	220	200	200
<i>Furnizat de grupuri hidroelectrice</i>	300	300	300	300
<i>Ipoteze de modelare simplificată a rezervelor în ERAA 2023</i>				
Creștere orară curbă de sarcină	280	220	200	200
Reducere capacitate centrale hidroelectrice cu acumulare	342	343.5	345	345

Notă: * reducerea de capacitate pentru reglaj primar a fost exclusă din valoarea Pmax.disponibil net a grupurilor termoelectrice, utilizată în simulările de piață

Anexa 3

1. Analiza regimurilor de funcționare a RET în perspectivă

Pentru a evalua adecvanța RET și necesitățile de dezvoltare, OTS asigură realizarea unor studii de sistem care verifică încadrarea regimurilor de funcționare în parametrii normativi, prin efectuarea de calcule de regim staționar [14], stabilitate statică, stabilitate dinamică și evaluarea curenților de scurtcircuit [5].

Calcululele și analizele se realizează pentru scenariul de bază și pentru un număr rezonabil de scenarii alternative privind evoluția consumului, componența parcului de producție la diferite orizonturi de timp și încărcarea centralelor pentru echilibrarea consumului și soldului de schimb cu sistemele vecine.

Rețeaua funcționează în prezent cu un grad scăzut de încărcare (a se vedea anexa 1). În următorii ani, odată cu instalarea unui volum important de surse în anumite zone ale țării și odată cu intensificarea schimburilor de energie electrică pe liniile de interconexiune din zona de vest și de est, rețeaua de transport din acele zone va fi foarte solicitată și nu va asigura în structura actuală criteriile tehnice normate și cerințele din Standardul de performanță al serviciilor de transport și de sistem.

Pentru identificarea necesităților de dezvoltare a RET, au fost elaborate mai multe studii [5], [8], [12], [13], [14], [19], [20], [22], [24], [26], [29], care au verificat încadrarea regimurilor de funcționare a RET în condițiile normate, pe orizont de timp mediu (5 ani) și lung (10-15 ani). S-au analizat regimurile staționare, condițiile de stabilitate statică și tranzitorie, regimurile de scurtcircuit.

De asemenea, au fost avute în vedere concluziile studiilor de soluție de racordare elaborate la solicitarea utilizatorilor RET privind racordarea unor centrale noi și proiectele de creștere a capacității de interconexiune dezvoltate în cooperare cu operatorii de rețea vecini.

Au fost analizate următoarele aspecte caracteristice ale regimurilor de funcționare:

- încărcarea elementelor RET (linii, transformatoare, autotransformatoare) în configurația cu N și N-1 elemente în funcțiune;
- nivelul de tensiune în nodurile RET în configurația cu N și N-1 elemente în funcțiune și gradul de compensare a puterii reactive;
- nivelul pierderilor de putere activă în RET;
- nivelul puterilor de scurtcircuit în nodurile RET;
- stabilitatea statică și tranzitorie.

Calcululele s-au efectuat pe modele ale sistemului corespunzând scenariilor de evoluție a SEN considerate pentru perspectiva de cinci și zece ani, în scopul verificării adecvării rețelei și identificării necesității dezvoltării acesteia.

Calcululele de verificare a dimensionării RET s-au efectuat, pentru regimurile medii de bază și regimurile de dimensionare, conform regulilor prezentate în Anexa A rezultate pornind de la PE 026/92 (Normativ privind principiile, criteriile și metodele pentru fundamentarea strategiei de dezvoltare a SEN) și considerând funcționarea interconectată sincron cu sistemul european continental.

În vederea realizării analizelor de sistem s-au elaborat modele de calcul corespunzătoare unor cazuri caracteristice:

- cazuri considerate Regimuri Medii de Bază (RMB) de funcționare a RET;
- cazuri care conduc la regimurile de funcționare cele mai dificile care pot apărea în condiții normale de funcționare a SEN și la care rețeaua trebuie să facă față - Regimuri de Dimensionare (RD).

Cazurile caracteristice pentru RMB și RD s-au construit pentru paliere caracteristice ale curbei de sarcină: vârf de consum seară iarnă (VSI), vârf de consum dimineața iarnă (VDI), vârf de consum dimineața vară (VDV) și gol de consum noapte de vară zi de sărbătoare (GNV), pentru fiecare orizont de prognoză și scenariu: 2024, 2028, 2033.

Modelele de rețea pentru studiile de sistem au fost construite în anul 2023. În construirea Regimurilor Medii de Bază (RMB) s-a avut în vedere implementarea dezvoltărilor de rețea planificate de CNTEE Transelectrica SA cât și a dezvoltărilor de rețea comunicate de către operatorii de distribuție, prevăzute a fi puse în funcțiune conform Planurilor de Dezvoltare pentru perioada 2024-2033 (în rețeaua de distribuție de 110kV au fost modelate numai dezvoltările puse în funcțiune):

Etapa 2024:

CNTEE Transelectrica SA:

- LEA 400 kV s.c. Oradea Sud-Nădab;
- Montare Trafo T3 – 250 MVA (400/110 kV) în stația 400/110 kV Sibiu Sud;
- Montare al II-lea AT 400 MVA, 400/220 kV în stația Iernut;
- Retehnologizarea stației 400/110/20 kV Domnești și punerea în funcțiune a două bobine 2x100 MVar la tensiunea de 110kV;
- Înlocuire AT3-ATUS-FS 400/400/160 MVA 400/231/22 kV din stația 400/220 kV Porțile de Fier;
- Al II-lea AT 200MVA, 220/110kV în stația Hășdat;

Rețele Electrice Muntenia SA:

- Stație 110/20 kV Mall Promenada, 2x25 MVA, racordată în H sistem intrare-ieșire pe LES 110 kV Otopeni-Fundeni;
- Stația 110/20 kV Voluntari, 2x25 MVA, racordată în sistem intrare-ieșire pe LES 110 kV Fundeni 1-Pipera 1, cu racordare ulterioară în stațiile CET Brazi, Afumați și Fundeni;
- Stația 110/20 kV Parc Drumul Taberei, 2x25 MVA, racordată în sistem intrare-ieșire pe LES 110 kV Sălaj-Drumul Taberei;
- Înlocuirea LES 110 kV Grozăvești - Răzoare, AL 1600 mmp;
- Înlocuirea LES 110 kV Pipera - Fundeni 2, AL 1600 mmp;
- Înlocuirea LES 110 kV Grozăvești-Militari, AL 1600 mmp;
- LES 110 kV Fundeni -Afumati trecere partiala LEA LES, AL 1600 mmp;
- Înlocuirea LES 110 kV Filaret – Grozavesti, AL 1600 mmp;
- LES 110 kV nou Masini Grele – IMGB, AL 1600 mmp;
- Înlocuirea LES 110 kV Vulcan – Sălaj, AL 630 mmp;
- Înlocuirea LES 110 kV Drumul Taberei – Sălaj, AL 630 mmp.
- LES 110 kV Voluntari - CET Brazi, PIF 2023;
- LES 110 kV Voluntari – Afumati, PIF 2023;
- LES 110 kV Voluntari - Fundeni 2, PIF 2023;
- Stația Mircea Eliade cu racord intrare-iesire în LES 110kV Centru-Nord cu racordare ulterioară în stațiile Pipera si Băneasa;
- LES 110 kV Mircea Eliade- Centru, PIF 2024;
- LES 110 kV Mircea Eliade- Nord, PIF 2024;
- LES 110 kV Mircea Eliade- Pipera 2, PIF 2024;
- LES 110 kV Mircea Eliade- Baneasa 2, PIF 2024;
- Înlocuirea LES 110 kV Filaret - Vacaresti, AL 1600 mmp, 2023;
- Înlocuirea LES 110 kV Pajura - Băneasa, AL 1600 mmp, 2024,

- Înlocuirea LES 110 kV Toporasi - Jilava C1, AL 1600 mmp, 2024;
- Înlocuirea LES 110 kV Toporasi - Jilava C2, AL 1600 mmp, 2024;
- Trecerea parțială din LEA în LES 110kV Fundeni - CET Brazi, AL 1600 mmp, 2023;
- Trecerea din LEA în LES 110kV Crangasi-Bujoreni, AL 630 mmp, 2024;
- Trecerea din LEA în LES 110kV Cotroceni -Bujoreni, AL 1600 mmp, 2024.

Rețele Electrice Banat SA:

- Reconductorarea LEA 110 kV Hășdat - Hațeg - OIAI 185/32mmp
- Reconductorarea LEA 110 kV d.c. Hășdat - PUI, stâlp 82-157 cu Baru Mare -Hațeg stâlp 29-104 / Baru Mare-Pui cu Baru Mare - Hațeg stâlp 1-28 / Hășdat- Pui stâlp 157-173 cu Baru Mare - Pui stâlp 28-44 - OIAI 185/32mmp

DEER Muntenia Nord SA

- Realizarea stației electrice de conexiuni 110/20 kV Ulmi racordată la LEA 110 kV Târgoviște – Titu, 2018;
- Racordarea la RED a locului de consum și producere CEF Ploiești West-Park, 2022-2023;
- Modernizare LEA 110kV Vulturii-Tătăranu, OL-AL 150/25, PIF 2020;
- Modernizare LEA 110kV Focșani Vest-Tătăranu, OL-AL 150/25, PIF 2020;
- Modernizarea RED 110kV din zona Smârdan – Barboși – Filești – Arcelor Mittal (realizarea a două linii 110 kV între stațiile Smârdan și Filești, realizate combinat cu LES 110 kV din AI de 1600 mmp și LEA 110 kV OIAI 2X3X185 mmp);

DEER Transilvania Sud

- Stația electrică de transformare 110/20 kV Sibiu Vest racordată la LEA 110 kV Sibiu Nord – Orlat (prin secționarea acesteia), 2022;

DEER Transilvania Nord

- LEA – LES 110kV Vetiș -Carei, PIF 2018;
- LES 110kV Oradea Sud – Oradea Vest, LES 110kV Oradea Sud –Iosia, LES 110kV Salca – Mecanica, PIF 2021;

Distribuție Energie Oltenia SA

- Stație electrică de transformare 110/20 kV zona industrială de est Craiova conectată prin două LES 110kV noi cu Craiova Nord și Ghercești, PIF 2018;
- LEA 110kV Craiova Est – DIF, PIF 2018;
- Modernizarea stațiilor DIF Craiova, Alexandria, Port Teleorman și Textila Argeș, Strehaia (Mehedinți) și Mioveni (Argeș), PIF 2020;
- Modernizarea stațiilor Caracal Vest (Olt), Căzănești (Vâlcea), Ocolna și Podari (Dolj), PIF 2022-2023

Rețele Electrice Dobrogea SA:

- Stație 110/20 kV Mamaia Nord, 2x25 MVA, racordată radial din statia 110 kV Năvodari;
- LES 110 kV Mamaia Nord – Năvodari, AL 630 mmp, 2023;
- Înlocuirea tronson 185 mmp LEA 110 kV Constanța Nord-Medgidia Nord, OLAL 300 mmp, 2023;
- Înlocuirea tronson 185 mmp LEA 110 kV Medgidia 1-Nazarcea, OLAL 300 mmp, 2023;
- Înlocuirea tronson 185 mmp LEA 110 kV Medgidia Nord – Mircea Vodă Nord, OLAL 300 mmp, 2023;
- Înlocuirea tronson 185 mmp LEA 110 kV Mircea Vodă Nord – Mircea Vodă, OLAL 300 mmp, 2023;

- Înlocuirea tronson 185 mmp LEA 110 kV d.c. Sitorman – Săcele – Mihai Viteazu, OLAL 300 mmp, 2023;
- Înlocuirea LEA 110 kV Tulcea Vest – Topolog OLAL 300mmp, 2023.

Etapa 2028:

CNTEE Transelectrica SA:

- Racordarea LEA 400 kV Stupina – Varna (Bulgaria) intrare – ieșire în stația 400 kV Medgidia printr-o LEA 400 kV d.c.;
- Racordarea LEA 400 kV Rahman – Dobrudja (Bulgaria) intrare – ieșire în stația 400 kV Medgidia Sud printr-o LEA 400 kV d.c.;
- LEA 400 kV Porțile de Fier – Reșița (etapa I din trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier – Reșița – Timișoara – Săcălaz – Arad);
- LEA 400 kV d.c. Reșița–Timișoara/Săcălaz–Arad (etapa II din trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier–Reșița–Timișoara–Săcălaz–Arad);
- Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad. Etapa III: LEA 400 kV d.c. Timișoara - Săcălaz - Arad + stația 400/110 kV Săcălaz + extindere stația 400 Arad;
- LEA 400 kV de interconexiune Reșița (România) – Pancevo (Serbia) (linie nouă);
- Racordarea stației 220 kV Ostrovu Mare (CHE Porțile de Fier II) intrare – ieșire într-un circuit al LEA 220 kV d.c. Porțile de Fier – Cetate;
- Stația nouă 400/220/110kV Arefu racordată intrare – ieșire pe LEA 400kV Țânțăreni - Sibiu Sud;
- Stație 220/110kV de injecție din LEA 220kV Baia Mare – Iernut în RED (Dej sau Cuzdrioara);
- LEA 400 kV d.c. (1 circuit echipat) Medgidia Sud–Constanța Nord;
- Mărirea capacității de transport a LEA 220 kV Stejaru -Gheorgheni – Fântânele
- Marirea capacitatii de transport LEA 220 kV Gutinas-Dumbrava
- Marirea capacitatii de transport LEA 220 kV Dumbrava-Stejaru
- Marirea capacitatii de transport LEA 220 kV Fantanele-Ungheni
- Marirea capacitatii de transport LEA 400 kV Bucuresti Sud-Gura Ialomitei
- instalare trafo 3 nou 400/110kV Medgidia Sud
- instalare trafo 3 nou 400/110kV Smardan
- echiparea circuitului 2 pentru LEA noua 400kV Smardan-Gutinas
- Mărirea capacității de transport LEA 400 București Sud – Pelicanu
- LEA 400 kV d.c. (1 circuit echipat) Smârdan – Gutinaș;
- LEA 400 kV d.c. Cernavodă – Gura Ialomitei – Stâlp;
- Trecerea la tensiunea de 400 kV a LEA Brazi Vest – Teleajen – Stâlp;
- Al II-lea AT 400 MVA, 400/220 kV în stația Brazi Vest;
- Al III-lea AT 400MVA, 220/110kV Fundeni;
- TR 400/110kV București Sud;
- Instalarea a două mijloace moderne de compensare a puterii reactive (SVC) în stațiile 400/220/110/20 kV Sibiu Sud și 400/220/110/20 kV Bradu;
- Instalarea unei bobine de compensare a puterii reactive de 100MVar în stația Porțile de Fier

Rețele Electrice Muntenia:

- Stația Henry Coandă cu racord intrare-ieșire în LES 110kV Baneasa - Pipera 1;
- LES 110 kV Baneasa - Henry Coandă, PIF după 2025;
- LES 110 kV Pipera 1- Henry Coandă, PIF după 2025;

- Înlocuirea LES 110 kV Vacaresti - Toporasi, AL 1600 mmp, 2025;
- Stație 110/20 kV Antiaeriană, 2x25 MVA, racordată în sistem intrare-ieșire pe LES 110 kV Vulcan-Sălaj, PIF 2028;
- Înlocuirea LES 110 kV CET Sud-IMGB C1, AL 1600 mmp, PIF 2028;
- Înlocuirea LES 110 kV CET Sud-IMGB C2, AL 1600 mmp, PIF 2028;
- Înlocuirea LES 110 kV Centru - Sud, AL 1600 mmp, 2026;

Rețele Electrice Dobrogea SA:

- Realizare LES 110 kV Tomis Nord – Tăbăcărie, AL 630 mmp, 2025;

Rețele Electrice Banat SA:

- Stație 110/20 kV Covaci, 2x25 MVA, racordată în sistem intrare-ieșire pe LEA 110 kV Săcălaz – Orțișoara, PIF 2023;
- Stație 110/20 kV B BRAUN, 1x16 MVA, racordată în sistem intrare-ieșire pe LEA 110 kV Săcălaz – Orțișoara, PIF 2023
- Stație 110/20 kV Ineu, 1x25 MVA, racordată în sistem intrare-ieșire pe LEA 110 kV Pancota – Sebeș, PIF 2025;
- Recondutorarea LEA 110 kV Baru Mare - Lonea- OIAI 185/32mmp, PIF 2023;
- Recondutorarea LEA 110 kV Resita - IAZ- OIAI 185/32mmp, PIF 2026;

Delgaz Grid SA

- Introducere tensiune 110 kV în stația Onești Centru. Construire LEA 110 kV dublu-circuit, racordată la stâlpul 67 al LEA 110 kV d.c. Gutinaș-Aroma Rise-T1 Cauciuc și LEA 110 kV Gutinaș-Bloc 5 CET 2 Onești, trim. 3, 2023;
- Racordare extindere ansamblu PALAS Iași printr-o stație de transformare de tip interior 110/20kV, 2x25 MVA de tip racord adânc prin utilizarea LEA DC 110kV Terom (CFS 1), în prezent retrase din exploatare, care se vor continua prin LES 110kV, trim. 3, 2023;

DEER Transilvania Nord

- Stație 110/20 kV Leordina, 1x25 MVA, racordată în sistem intrare-ieșire pe LEA 110 kV Sighet CEIL-Baia Borșa;
- Stație 110/20 kV Someșeni, 1x25 MVA, racordată în sistem intrare-ieșire pe LES 110 kV Alverna-Cluj Est;
- Stație 110/20 kV Teraplast, 1x25 MVA, racordată în sistem intrare-ieșire pe LES 110 kV Viișoara-Lechința;
- Stație 110/20 kV CEF Comcris, 1x25 MVA, racordată în sistem intrare-ieșire pe LES 110 kV Sărmășag-Suplac;
- Stație 110/20 kV Sâmbăta, 1x25 MVA, racordată în sistem intrare-ieșire pe LES 110 kV Oradea Sud-Sudrigiu;

DEER Transilvania Sud

- Stație electrică de transformare 110/20 kV Albac prin secționarea liniei electrice aeriene 20kV Câmpeni – Băița, 2025;

Etapa 2033:

CNTEE Transelectrica SA:

- LEA 400kV Portile de Fier - Djerdap circuitul 2;
- Realizare stație nouă 400/110kV Grozăvești și două bobine de compensare 100MVar +LEC 400 kV s.c. Domnești - Grozăvești +LEC 400 kV s.c. București Sud-Grozăvești;
- LEA 400 kV s.c. Gădălin–Suceava;
- LEA 400 kV Suceava – Bălți;
- Trecerea LEA 400 kV Isaccea–Tulcea de la simplu circuit la dublu circuit;
- LEA 400 kV d.c. Stâlp–Brașov (1 circuit echipat);
- Montare AT nou 400/220 kV în stația Roșiori
- Instalarea a trei mijloace moderne de compensare a puterii reactive în stațiile Suceava, Gutinaș și Roșiori;
- Recondutorarea axului 220 kV Urechești-Tg. Jiu Nord-Paroșeni- Baru Mare-Hășdat
- Mărirea capacității de transport a LEA 400 kV Cernavodă - Pelicanu

Rețele Electrice Muntenia SA:

- Stație 110/20 kV Giulești, 2x25 MVA, racordată în sistem intrare-ieșire pe LES 110 kV Cotroceni-Radu Zane, PIF 2029;

Rețele Electrice Banat SA:

- LEA nouă 110 kV Giulvaz – Deta, PIF 2031
- LEA nouă 110 kV HD Oras - Oxigen, PIF 2031

Delgaz Grid SA

- Stație transformare pentru preluarea consumului viitorului Spital Regional de Urgență Iași. Soluția propusă constă în racordarea în LEA 110 kV Iași Sud-Breazu, trim. 3, 2027;

Distribuție Energie Oltenia SA

- Stație electrică de transformare 110/20 kV Vlădești în zona de vest a municipiului Rm Vâlcea, PIF 2030;
- Stație electrică de transformare 110/20 kV Bascov (Pitești), PIF 2030;

DEER Transilvania Sud

- Stație electrică de transformare 110/20 kV Alba Sud în imediata vecinătate a zonei industriale, 2030;

1.1 Analiza regimurilor staționare

1.1.1. Analiza regimurilor medii de bază pentru toate zonele

În regimul mediu de bază (RMB) cu N și N-1 elemente în funcțiune, s-au constatat următoarele:

- La etapa 2024
 - Palierile VSI, VDV și GNV nu au fost detectate depășiri în regimul cu N, N-1 și N-2 elemente în funcțiune.
- La etapa 2028

- Palierul VSI – Calculul regimului staționar cu N elemente în funcțiune a evidențiat respectarea criteriilor tehnice de funcționare privind nivelul admisibil al tensiunii în rețea și un grad de încărcare al liniilor electrice din RET din zona de analiză, de până la 42% I_{lim.termica} pe LEA 400 kV Isaccea –Vulcănești. Verificarea criteriului de siguranță N-1 nu a semnalat contingente periculoase pe elementele RET, acestea având o încărcare sub 70%. Verificarea criteriului de siguranță N-2 pe liniile de evacuare din stația 400 kV Cernavodă și liniile dublu circuit de 400 kV (220 kV) pe stâlpi comuni nu au semnalat contingente periculoase.
- Palierul VDV – Calculul regimului staționar cu N elemente în a evidențiat respectarea criteriilor tehnice de funcționare privind nivelul admisibil al tensiunii în rețea și un grad de încărcare al liniilor electrice din RET din zona de analiză, de până la 42% I_{lim.termica} pe LEA 400 kV Isaccea –Vulcănești. Verificarea criteriului de siguranță N-1 nu a semnalat contingente periculoase pe elementele RET, acestea având o încărcare sub 70%. Verificarea criteriului de siguranță N-2 pe liniile de evacuare din stația 400 kV Cernavodă și liniile dublu circuit de 400 kV (220 kV) pe stâlpi comuni nu a semnalat suprasarcini în RET sau RED, încărcările pe elementele de rețea fiind de maximum 75%.
- Palierul VDI - Calculul regimului staționar cu N elemente în funcțiune a evidențiat respectarea criteriilor tehnice de funcționare privind nivelul admisibil al tensiunii în rețea și un grad de încărcare al liniilor electrice din RET din zona de analiză, de până la 48% I_{lim.termica} pe LEA 400 kV Isaccea –Vulcănești. Verificarea criteriului de siguranță N-1 nu a semnalat contingente periculoase pe elementele RET, acestea având o încărcare sub 70%. Verificarea criteriului de siguranță N-2 pe liniile de evacuare din stația 400 kV Cernavodă și liniile dublu circuit de 400 kV (220 kV) pe stâlpi comuni nu au semnalat contingente periculoase.
- Palierul GNV - Calculul regimului staționar cu N elemente în funcțiune a evidențiat respectarea criteriilor tehnice de funcționare privind nivelul admisibil al tensiunii în rețea și un grad de încărcare al liniilor electrice din RET din zona de analiză, de până la 35% I_{lim.termica} pe LEA 400 kV Isaccea –Vulcănești. Verificarea criteriului de siguranță N-1 nu a semnalat contingente periculoase pe elementele RET, acestea având o încărcare sub 70%. Verificarea criteriului de siguranță N-2 pe liniile de evacuare din stația 400 kV Cernavodă și liniile dublu circuit de 400 kV (220 kV) pe stâlpi comuni nu au semnalat contingente periculoase.
- La etapa 2033
 - Palierul VSI, VDI – nu au fost detectate depășiri sau violări ale benzii admisibile de tensiune.
 - Palierul VDV – au fost detectate încărcări peste limită pe c1/c2 LEA 220kV București Sud - Fundeni (2.4%) la declanșarea c2/c1 al acestei LEA și suprasarcini pe LEA 110kV Progresu – IMGB (4.8%) la T1 220/110 București Sud. Apar suprasarcini și pe LEA 110kV Timișoara – Dumbrava (15%) la declanșarea T 400/110kV Săcălaz.

S-au efectuat verificări ale regimului staționar de funcționare a RET și în regimurile de dimensionare (RD), prin calcule cu N și N-1 elemente de rețea în funcțiune. Pentru evacuarea puterii din CNE Cernavodă s-au verificat și regimurile cu N-2 elemente în funcțiune. De asemenea s-au efectuat și regimuri cu deconectarea simultană a liniilor RET care sunt dublu circuit pe o porțiune mai mare de 10 km.

Din analizele efectuate pe termen mediu și pe termen lung au rezultat proiectele necesare în plus față de cele prevăzute conform Planului de Dezvoltare 2022-2031.

1.1.1 Analiza regimurilor de dimensionare pentru zona de sud-est (secțiunea S6)

Analize pe termen mediu și lung

Analizele pe termen mediu și lung efectuate în cadrul studiilor de soluție au confirmat necesitatea proiectelor aflate în Planul de Dezvoltare a RET perioada 2022-2031.

Analiza Secțiunii S3

Proiectele de investiții propuse analizei la etapa 2028:

- Reconductorarea sau trecerea la tensiunea de 400 kV a LEA d.c. 220kV Gutinaș – Munteni – FAI
- Montarea circuitului 2 al liniei noi 400kV Smârdan-Gutinaș
- Instalarea de mijloace de reglaj al tensiunii pentru evacuarea puterii din S3

Analiza regimurilor de dimensionare a identificat necesitatea următoarelor măsuri de întărire a secțiunii:

- Limitarea Tranzitului pe LEA 400 kV Isaccea – Vulcănești prin instalarea unui dispozitiv de control al circulațiilor de putere;
- Reconductorarea LEA 220 kV Fântânele – Ungheni;

Analiza regimurilor de sensibilitate prin creșterea puterii generate la nivelul secțiunii S3 considerând centrale electrice cu contracte de racordare valabile la momentul prezentului studiu, a identificat necesitatea următoarelor măsuri de întărire a secțiunii:

- Realizarea LEA 400 kV Suceava – Gădălin
- Reconductorarea LEA 400 kV Gura Ialomiței – București Sud;
- Reconductorarea LEA 400 kV Gutinaș – Brașov;
- Reconductorarea LEA 220 kV Dumbrava – Stejaru ;
- Reconductorarea LEA 220 kV Fântânele – Ungheni

Reconductorarea sau trecerea la tensiunea de 400 kV a LEA d.c. 220kV Gutinaș – Munteni – FAI - nu a rezultat necesitatea lucrării la etapa 2028. Propunerea va fi analizată în Faza 2 în perspectiva etapei 2033;

Mijloace de reglaj al tensiunii pentru evacuarea puterii din S3 (în special S6) - asociat regimului de sensibilitate sunt necesare dispozitive de reglaj al tensiunii în nodurile de 400 kV Arad, Roșiori și Gădălin. Propunerea va fi analizată în Faza 2, conform Minutei Tractebel - Transelectrica.

Montarea circuitului 2 al liniei noi 400kV Smârdan-Gutinaș – nu au rezultat supraîncărcări pe LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș, în contextul ipotezelor de calcul analizate la etapa 2028. Puterea maximă ce poate fi generată la nivelul Secțiunii S6 cu respectarea criteriilor de siguranță conform Codului RET, fără montarea celui de-al doilea circuit al LEA 400 kV d.c. Smârdan - Gutinaș este de aproximativ **6398 MW**.

Propuneri de noi proiecte de dezvoltare a RET

Lucrările de întărire rezultate ca necesare asociat regimului de sensibilitate la etapa 2028 sunt:

- Instalarea unor dispozitive de control al circulațiilor de putere pe LEA 400 kV Isaccea – Vulcănești;
- Montarea celui de-al doilea circuit al LEA 400 kV d.c. Smârdan – Gutinaș.

Limitarea tranzitului pe LEA 400 kV Isaccea – Vulcănești prin instalarea unui dispozitiv de control al circulațiilor de putere

Fără limitarea tranzitului pe LEA 400 kV Isaccea – Vulcănești, Puterea maximă ce poate fi generată la nivelul Secțiunii S3, cu respectarea criteriilor de siguranță conform Codului RET, este de **5778 MW**.

Instalarea unui dispozitiv de limitare a puterii pentru limitarea tranzitului pe LEA 400 kV Isaccea – Vulcănești va permite creșterea puterii generate la nivelul secțiunii S3 cu **aproximativ 343 MW**.

Montarea circuitului 2 al liniei noi 400kV Smârdan-Gutinaș

Fără montarea celui de-al doilea circuit al LEA 400 kV d.c. Smârdan – Gutinaș, puterea maximă ce poate fi generată la nivelul Secțiunii S6 cu respectarea criteriilor de siguranță conform Codului RET, este de **6398 MW**.

Montarea celui de-al doilea circuit al LEA 400 kV d.c. Smârdan – Gutinaș va permite creșterea puterii generate la nivelul secțiunii S6 cu aproximativ **150 MW**.

Analiza impactului asupra CPT a proiectelor noi de dezvoltare propuse

Limitarea tranzitului pe LEA 400 kV Isaccea – Vulcănești prin instalarea unui dispozitiv de control al circulațiilor de putere - conduce la o scădere cu 12,6 MW a pierderilor totale la nivel SEN (în ipoteza regimului VDV2028RD).

Montarea circuitului 2 al liniei noi 400kV Smârdan-Gutinaș - conduce la o scădere cu 0.8 MW a pierderilor totale la nivel SEN (în ipoteza regimului VDV2028RD).

Analiza Zonei C

Proiectele de investiții propuse analizei la etapa 2028:

- Instalarea AT nou 220/110 kV 200 MVA Stupărei

Analiza regimurilor de dimensionare a identificat necesitatea instalării celui de-al doilea AT 220/110 kV Stupărei 200 MVA în vederea evitării supraîncărcărilor AT1 220 kV Stupărei (125% Sn) și respectiv AT 220/110 kV Râureni (127% Sn) asociat respectării criteriului N-1.

Analiza regimurilor de sensibilitate prin creșterea puterii generate la nivelul Zonei C considerând centrale electrice cu contracte de racordare valabile la momentul prezentului studiu, a identificat necesitatea următoarelor măsuri de întărire a secțiunii:

- Recondutorarea LEA 220 kV Brazi Vest Târgoviște circ.1
- Recondutorarea LEA 220 kV Dobra – Brazi Vest;

Instalare AT nou 220/110kV Stupărei

Analiza de regim a indicat necesitatea lucrării la etapa 2028;

Creșterea capacității de transport a LEA 220kV Bradu – Târgoviște – Brazi Vest

- Nu a rezultat necesitatea recondutorării LEA 220 kV d.c Bradu – Târgoviște – Brazi Vest
- Este necesară recondutorarea LEA 220 kV Brazi Vest Târgoviște circ.1 și a LEA 220 kV Dobra – Brazi Vest.

Analizată se va realiza în Faza 2, conform Minutei Tractebel - Transelectrica.

Propuneri de noi proiecte de dezvoltare a RET

Lucrările de întărire rezultate ca necesare asociat regimului de sensibilitate la etapa 2028 sunt:

- Recondutorarea LEA 220 kV Brazi Vest Târgoviște circ.1
- Recondutorarea LEA 220 kV Dobra – Brazi Vest;

Aceste lucrări vor fi analizate în Faza 2 în perspectiva etapei 2033.

Instalarea AT nou 220/110 kV 200 MVA Stupărei

Fără instalarea AT2 220/110 kV Stupărei 200 MVA, puterea maximă ce poate fi generată la nivelul zonei de 110 kV Vâlcea cu respectarea criteriilor de siguranță conform Codului RET, este de **1812 MW**.

Instalarea AT2 220/110 kV Stupărei 200 MVA va permite creșterea puterii generate în zona rețelei de 110 kV Vâlcea cu aproximativ **126 MW**,

Analiza impactului asupra CPT a proiectelor noi de dezvoltare propuse

Instalarea AT nou 220/110 kV 200 MVA Stupărei conduce la o scădere cu 0.9 MW a pierderilor totale la nivel SEN (în ipoteza regimului VDV2028RD).

Analiza Secțiunii Sud (zonele B și D)

Proiectele de investiții propuse analizei la etapa 2028:

- Creșterea capacității de transport a LEA 220kV Grădiște – Slatina
- Recondutorarea LEA 220kV Turnu Măgurele – Ghizdaru
- Recondutorarea LEA 220kV Turnu Măgurele - Craiova Nord

Analiza regimurilor de dimensionare a identificat depășirea capacității rețelei de transport în special în cazul unităților de transformare din zona Olt și Dolj, precum și numeroase suprasarcini de până la 200% în rețeaua de distribuție. Conectarea la schema normală a unităților de transformare aflate în rezervă în rezolvă parțial suprasarcinile din RET transferând suprasarcinile din zona D în zona C a rețelei. Sunt necesare măsuri de întărire a RET în Secțiunea Sud.

Analiza regimurilor de sensibilitate prin creșterea puterii generate la nivelul Secțiunii Sud considerând centrale electrice cu contracte de racordare valabile la momentul prezentului studiu, a identificat necesitatea următoarelor măsuri de întărire a secțiunii:

- Recondutorarea LEA 220 kV d.c. București Sud - Fundeni;
- **sau**
- Instalarea de dispozitive de control al circulațiilor de putere pe cele două linii

Conform Minutei încheiate între Tractebel Romania și CN Transelectrica SA, măsurile de întărire rezultate din regimurile de sensibilitate se vor verifica pentru confirmare la etapa 2033 în Faza II a Studiului de Dezvoltare RET .

Analiza realizării unei noi interfețe RET-RED în Secțiunea Sud

Realizarea unei noi interfețe RET-RED în Secțiunea Sud are în vedere apariția noilor centralelor fotovoltaice la nivelul rețelei de 110 kV din zona Giurgiu – Teleorman și supraîncărcarea liniilor de 110 kV din această zona.

Se propune transformarea stației 110 kV Videle în stație 400/110 kV (1 x T 400/110 kV 250 MVA și racordarea ei la RET în sistem „intrare – ieșire” în LEA 400 kV Slatina – București Sud. De asemenea se propune debucularea zonei RED 110 kV Giurgiu – Teleorman de zona RED 110 kV București prin deconectarea următoarelor linii 110 kV:

- LEA 110 kV Clejani – Mihăilești;
- LEA 110 kV Copăcenii – Uzun;
- LEA 110 kV Jilava – Prundu.

și conectarea LEA 110 kV Videle – Drăgănești-Vlașca.

Măsura propusă reduce suprasarcinile în zona RED 110 kV dar menține necesitatea recondutorării următoarelor LEA 220 kV:

- LEA 220 kV d.c. București Sud - Fundeni;
- LEA 220 kV Ghizdaru – Călugăreni – București Sud
- LEA 220 kV Ghizdaru – Racord Mostiștea
- LEA 220 kV Grădiște - Slatina.

Creșterea capacității de transport a LEA 220kV Grădiște – Slatina

Creșterea capacității de transport a LEA 220kV Grădiște – Slatina s-a analizat în două soluții:

- Uniformizarea LEA 220 kV Slatina – Grădiște pe toată lungimea liniei 2 x 450 mmp (12,2 km)
- Revenire la schema inițială: un circuit direct 220 kV Ișalnița – Slatina și un circuit „intrare – ieșire” în stația 220 kV Grădiște.

În ambele variante, analiza indică reducerea încărcării LEA 220 kV Slatina – Grădiște la $58\% I_{lim.termica}$ în cazul Soluției 1 (Uniformizare) și $65\% I_{lim.termica}$ în cazul Soluției 2 (revenirea la schema inițială).

Reconductorarea LEA 220kV Turnu Măgurele – Ghizdaru - lucrarea este necesară în condițiile schemei normale cu conectarea unităților de transformare aflate în rezervă și apare indisponibilitatea LEA 400 kV Slatina – București Sud, fiind necesară reconductorarea liniei.

Reconductorarea LEA 220kV Turnu Măgurele - Craiova Nord

Nu au rezultat supraîncărcări pe LEA 220 kV Turnu Măgurele - Craiova Nord, în contextul ipotezelor de calcul analizate la etapa 2028.

Propuneri de noi proiecte de dezvoltare a RET

Realizarea unei noi interfețe RET-RED în Secțiunea Sud - Stația 400/110 kV Videle.

Verificarea proiectelor propuse privind rezervele normate de stabilitate statică

Creșterea capacității de transport a LEA 220kV Grădiște – Slatina

Fără uniformizarea LEA 220 kV Slatina – Grădiște, puterea maximă ce poate fi generată la nivelul zonei de 110 kV Olt cu respectarea criteriilor de siguranță conform Codului RET, este de **502 MW**.

Uniformizarea LEA 220 kV Slatina - Grădiște va permite creșterea puterii generate în zona rețelei de 110 kV Olt cu aproximativ **88 MW**.

Reconductorarea LEA 220 kV Turnu Măgurele – Ghizdaru

Fără reconductorarea LEA 220 kV Turnu Măgurele - Ghizdaru, puterea maximă ce poate fi generată la nivelul zonei D, cu respectarea criteriilor de siguranță conform Codului RET, este de **3232 MW**.

Reconductorarea LEA 220 kV Turnu Măgurele – Ghizdaru va permite creșterea puterii generate în zona D cu aproximativ **761 MW**.

Realizarea unei noi interfețe RET-RED în Secțiunea Sud - Stația 400/110 kV Videle

Fără implementarea stației 400/110 kV Videle, puterea maximă ce poate fi generată la nivelul zonei de 110 kV Giurgiu – Teleorman, cu respectarea criteriilor de siguranță conform Codului RET, este de **261 MW**.

Stația 400/110 kV Videle va permite creșterea puterii generate în zona Giurgiu - Teleorman cu aproximativ **61 MW**,

Creșterea capacității de transport a LEA 220kV Grădiște – Slatina - conduce la o scădere cu 12,6 MW a pierderilor totale la nivel SEN (în ipoteza regimului VDV2028RD).

Reconductorarea LEA 220 kV Turnu Măgurele – Ghizdaru - conduce la o scădere cu 0.8 MW a pierderilor totale la nivel SEN (în ipoteza regimului VDV2028RD).

Stația 400/110 kV Videle - conduce la o scădere cu 0.8 MW a pierderilor totale la nivel SEN (în ipoteza regimului VDV2028RD).

Analiza Zonei G

Proiectele de investiții propuse analizei la etapa 2028:

- Realizarea stației 400 kV Sebeș prin secționarea LEA 400 kV Mintia – Sibiu Sud și montarea unui Trafo 250 MVA, 400/110 kV cu injecție în stația 110 kV Sebeș.

Analiza regimurilor de dimensionare nu a identificat necesitatea unor proiect pentru întărirea RET

Analiza regimurilor de sensibilitate prin creșterea consumului la nivelul Zonei C pentru accentuarea deficitului zonei, a identificat necesitatea unui nou punct de interfață între rețeaua de transport și rețeaua de distribuție la un deficit al zonei Alba Iulia mai mare de 220 MW.

Conform Minutei încheiate între Tractebel Romania și CN Transelectrica SA, măsurile de întărire rezultate din regimurile de sensibilitate se vor verifica pentru confirmare la etapa 2033 în Faza II a Studiului de Dezvoltare RET .

Realizarea stației 400 kV Sebeș (1 x T 400/110 kV 250 MVA) prin secționarea LEA 400 kV Mintia – Sibiu Sud cu injecție în stația 110 kV Sebeș - analiza de regim nu a indicat necesitatea lucrării la etapa 2028, puterea consumată în zona asigurând rezervarea 100% a puterii AT 220/110 kV 200 MVA din stația 220/110 kV Alba Iulia;

Propuneri de noi proiecte de dezvoltare a RET

Nu sunt necesare proiecte noi de dezvoltare RET în zona G.

1.1.2 Analiza privind alimentarea municipiului București

În prezent, ca urmare a condițiilor specifice de dezvoltare economică, Municipiul București și județul Ilfov ating împreună un consum de până la 15% din consumul de energie electrică la nivel național, reprezentând cea mai concentrată zonă de consum de energie electrică din țară. Creșterea consumului de energie electrică din ultimii ani, respectiv dezvoltarea prognozată pentru următorii ani, conduc la necesitatea dezvoltării infrastructurii rețelei electrice de transport aferentă zonei București.

Dacă în prezent alimentarea cu energie electrică se efectuează prin intermediul a trei stații electrice de transport aflate la periferie (București Sud, Domnești și Fundeni), se impune ca, pe termen mediu și lung, să se dezvolte rețeaua electrică prin realizarea cel puțin a unei stații electrice de transport de injecție în centrul de consum al Municipiului București, racordată la stațiile existente prin intermediul unor cabluri electrice.

Luând în considerare și celelalte aspecte specifice ale zonei: concentrarea foarte mare a consumului, existența consumatorilor cu un grad ridicat de sensibilitate la întreruperi în alimentare, numărul ridicat de cabluri, respectiv probleme legate de volumul energiei reactive etc., casările grupurilor generatoare din București și dezvoltarea parcului de producție din Dobrogea, având drept consecință creșterea fluxurilor de putere care tranzitează stațiile care alimentează orașul București, în această zonă este necesară realizarea unor proiecte de întărire/dezvoltare a RET-RED, precum închiderea inelului de 400 kV al zonei București.

A fost necesar un studiu suport pentru Planul de Dezvoltare a RET care să ia în considerare ipoteze actualizate de evoluție a consumului de energie electrică, a parcului de centrale electrice și a rețelelor electrice de transport și de distribuție și care să determine, să fundamenteze și să prezinte în detaliu soluția optimă de dezvoltare a RET în zona București, care să confere siguranță în alimentarea cu energie electrică a consumatorilor. În urma acestui studiu se vor stabili termenele de implementare și puterea necesară a noilor unități de transformare din stațiile electrice Fundeni și București Sud.

Transelectrica a achiziționat prin licitație deschisă "*Studiu privind dezvoltarea rețelei electrice de alimentare a zonei metropolitane București – perspectiva pe 10 ani*". Transelectrica colaborează cu Prefectura București, cu Primăria Municipiului București și cu Primăriile localităților învecinate pentru stabilirea amplasamentului optim al noii stații electrice în zona de Nord-Est și a traseelor liniilor electrice necesare pentru realizarea inelului de 400 kV.

Transelectrica a colaborat cu E-Distribuție Muntenia pentru realizarea caietului de sarcini și pentru stabilirea datelor de intrare necesare realizării studiului (prognoză de evoluție a consumului și a rețelei de distribuție). Stația de transport de injecție în rețeaua de distribuție trebuie agreată de E-Distribuție Muntenia.

Din "*Studiul privind dezvoltarea rețelei electrice de alimentare a zonei metropolitane București – perspectiva pe 10 ani*" au rezultat următoarele concluzii:

S-au construit regimurile de dimensionare pentru o zonă deficitară, prin oprirea grupului cu cea mai mare putere în funcțiune în RMB în zona București, centralele electrice eoliene (CEE) din zona Dobrogea s-au considerat cu 70% P_{inst} , iar după analiza regimului de dimensionare s-au realizat o serie de alte regimuri definite ca analize de sensibilitate după cum urmează:

- Analiza de sensibilitate A1: toată producția din București este oprită (exclusiv la VSI);
- Analiza de sensibilitate A2: toată producția în OMV Brazi oprită;
- Analiza de sensibilitate A3: centrala OMV Brazi încărcată la maxim;
- Analiza de sensibilitate A4: Scenariu optimist de dezvoltare a consumului în zona analizată;

- Analiza de sensibilitate A5: prezentarea regimurilor staționare cu un element în reparație și un element declanșat (N-2).

Analiza pe termen scurt

Din analizele efectuate, au rezultat două categorii de suprasarcini:

- a) pe unitățile de injecție de putere din RET în RED: AT 220/110 kV Fundeni (încă din RMB, VSI) și AT 220/110 kV București Sud;
- b) la interfața dintre rețeaua 400 kV și 220 kV pe AT 400/220 kV București Sud și pe AT 400/220 kV Brazi Vest, dar și în rețeaua de 220 kV pe LEA 220 kV d.c. București Sud–Fundeni (doar în analiza de sensibilitate A2, la VDV). Aceste suprasarcini sunt determinate de circulațiile de putere din rețeaua 400 kV către și prin rețeaua de 220 kV, în special pentru alimentarea zonei Fundeni.

S-a propus realizarea următoarelor investiții pe termen scurt:

- instalarea unui nou autotransformator 220/110 kV 400 MVA în stația 220/110 kV Fundeni;
- instalarea unui nou transformator 400/110 kV 250 MVA în stația 400/220/110 kV București Sud.

Din rezultatele obținute considerând aceste întăriri s-au constatat următoarele:

- instalarea unui nou autotransformator 220/110 kV, 400 MVA, în stația 220/110 kV Fundeni elimină toate suprasarcinile apărute pe celelalte două AT-uri;
- instalarea unui nou transformator 400/110 kV, 250 MVA, în stația 400/220/110 kV București Sud:
 - elimină suprasarcinile care apar pe AT 400/220 kV și AT 220/110 kV București Sud în analizele efectuate, cu excepția analizei de sensibilitate 2 la VSI (centrala OMV oprită) la care avaria unui AT 400/220 kV conduce la supraîncărcarea celuilalt cu 9% S_{nom} (pentru a nu apărea suprasarcină centrala OMV trebuie să producă minim 195 MW);
 - elimină unele suprasarcini care apăreau pe LEA 110 kV din RED, singurele suprasarcini rămase fiind pe LES 110 kV Militari–Răzoare și LES 110 kV Grozăvești–Răzoare care sunt în planul E-Distribuție Muntenia pentru înlocuire cu cabluri de capacitate mărită în perioada 2021-2022.
- rămân suprasarcinile pe AT3 400/220 kV Brazi Vest și pe LEA 220 kV București Sud-Fundeni (sensibilitatea A2, la VDV), dar așa cum s-a arătat în analizele pentru 2024, dezvoltările rețelei de transport prevăzute prin planul de investiții al CNTEE Transelectrica SA și anume LEA 400 kV d.c. Cernavodă–Stâlp nouă, cu racordarea unui circuit prin stația Gura Ialomiței și trecere la 400 kV a LEA Brazi Vest–Teleajen–Stâlp, inclusiv achiziție AT4 400 MVA, 400/220/20 kV Brazi Vest, conduce la eliminarea acestora. Suplimentar, aceste dezvoltări ale rețelei de transport conduc și la eliminarea suprasarcinilor care rămăneau pe AT 400/220 kV București Sud. Dacă se devansează doar AT4 400 MVA, 400/220/20 kV Brazi Vest, suprasarcinile care rămăneau pe AT 400/220 kV București Sud scad la cca 3% S_{nom} iar cele pe LEA 220 kV d.c. București Sud–Fundeni scad la cca 8% I_{lim} .

Până la montarea AT4 400/220 kV Brazi Vest este recomandat ca grupul de la OMV Brazi care evacuează pe bara 220 kV Brazi Vest să fie disponibil să producă putere cât mai aproape de puterea maximă, iar în caz de avarie și suprasarcină pe AT3 400/220 kV Brazi Vest o parte din consumul zonei 110 kV Fundeni să fie preluat prin rețeaua 110 kV, pe zonele adiacente (Domnești, București Sud).

- Se poate avea în vedere de la această etapă și reconducătorarea circuitelor LEA 220 kV d.c. București Sud–Fundeni, având în vedere că încărcarea LEA 220 kV d.c. București Sud–Fundeni–Brazi Vest ajunge la capacitatea limită în etapa de analiză 2029 și apar suprasarcini pe aceasta după 2030, chiar cu considerarea întăririlor menționate mai sus, deci se poate avea în vedere mărirea capacității acestui tronson prin reconducătorare, care este necesară din prezent până la etapa 2024 în cazul indisponibilității centralei OMV Brazi la VDV, dar și după anul 2030 în cazul declanșării ambelor circuite de 220 kV pe LEA 220 kV București Sud–Fundeni sau Fundeni–Brazi Vest.

Analiza pe termen mediu

Calcululele de regimuri permanente au considerat realizate dezvoltările prevăzute în Planul de Dezvoltare pentru această etapă: LEA 400 kV d.c. Cernavodă–Stâlpul nouă, cu racordarea unui circuit prin stația Gura Ialomiței și trecere la 400 kV a LEA Brazi Vest–Teleajen–Stâlpul, inclusiv achiziție AT4 400 MVA, 400/220/20 kV Brazi Vest și lucrări de extindere în stațiile 400 kV și 220 kV aferente.

Această investiție împreună cu cele două unități de transformare propuse la etapa de termen scurt (2020), rezolvă integral problemele constatate în zona municipiului București în cele două etape de analiză (2020, 2024).

Analiza pe termen lung

Proiectele propuse anterior sunt suficiente la limită pentru funcționarea fără probleme a rețelelor municipiului București în regimuri cu N și N-1 elemente în funcțiune.

Dacă se consideră o posibilă dezvoltare mai pronunțată a consumului din zona municipiului București (de ex. o dezvoltare substanțială a electromobilității) există situații în analiza de sensibilitate 4 care are în vedere o prognoză optimistă a consumului, în care apar suprasarcini pe TR 400/110 kV Domnești și pe AT 400/220 kV București Sud.

Pentru rezolvarea acestor suprasarcini s-a propus realizarea unei stații noi de injecție de 400/110 kV.

Situația prezentată mai sus se agravează considerabil în etapa imediat următoare (**etapa 2034 cu o creștere mai mare de consum**), făcând necesară realizarea cel puțin a unei noi stații de injecție de 400/110 kV completată de unități de transformare suplimentare în stații existente sau de o a doua stație 400/110 kV.

Având în vedere că o nouă stație necesară începând cu **etapa 2029** trebuie să apară în zona București, unde identificarea terenurilor pentru stația nouă, respectiv a culoarelor pentru LEA/LES 400 kV de racord este extrem de dificilă, se consideră necesar ca toate acțiunile care trebuie întreprinse pentru realizarea stației să fie începute cât mai curând.

Analiza din studiu a evidențiat faptul că noua stație poate fi în egală măsură realizată la Grozăvești sau la Fundeni. În ambele cazuri se realizează două conexiuni de 400 kV și două TR 400/110 kV racordate la bare de 110 kV existente. Prin realizarea oricărei stații se închide o buclă de 400 kV între stațiile 400 kV București Sud și Domnești, prin stația 400 kV nouă și în varianta stației la Fundeni și prin stația 400 kV Brazi Vest.

S-a propus realizarea unei stații de 400/110 kV la Grozăvești, racordată prin LES 400 kV cu stațiile București Sud și Domnești, care este necesară încă din etapa 2029 în ipoteza unei evoluții optimiste a consumului.

Realizarea într-o primă etapă a unei noi stații de 400 kV la Fundeni, racordată printr-o nouă LEA 400 kV Fundeni–Brazi Vest și intrare-ieșire în LEA 400 kV București Sud–Gura Ialomiței prin LEA d.c. 400 kV, chiar dacă are o investiție mai redusă, are dezavantajul că va necesita un timp mult mai mare pentru obținerea acordurilor și avizelor decât cele necesare pentru o nouă stație la Grozăvești, ca urmare a dificultăților de realizare a unor LEA 400 kV lungi, de la Brazi Vest la Fundeni și de la Fundeni până la LEA 400 kV București Sud–Gura Ialomiței.

Analiza realizată pentru etapa 2034 de consum a arătat că o nouă stație 400/110 kV propusă la Grozăvești nu poate asigura singură alimentarea în siguranță a celor trei zone (aferele stațiilor de injecție Domnești, București Sud și Fundeni). Acest lucru e valabil și dacă noua stație ar fi amplasată la Fundeni.

Pentru a rezolva aceste suprasarcini care pot apărea ar fi necesare investiții suplimentare în unități de transformare, aferente stațiilor București Sud și Domnești și, de asemenea, reconducerea LEA 220 kV d.c. București Sud-Fundeni-Brazi Vest, în funcție de una din cele două variante.

Investiții suplimentare în unități de transformare nu pot fi practic realizate din cauza lipsei de spațiu din stațiile existente.

În această situație se propune realizarea succesivă a ambelor stații la Grozăvești (2029), respectiv Fundeni (2034).

Conform calculelor, termenul de realizare al ambelor stații ar trebui să fie cel târziu 2034.

S-a efectuat analiza circulațiilor de putere reactivă pornind de la o situație reală din sistem care să fie relevantă pentru detectarea necesităților de compensare a puterii reactive pentru soluțiile de dezvoltare a RET propuse. S-a utilizat un model de rețea care tinde să reproducă starea sistemului în RET din data de 14.07.2019 ora 04:30 (snapshot) și s-au verificat pentru soluțiile propuse de dezvoltare a RET în zona București care sunt necesitățile de compensare a puterii reactive.

Cu considerarea în funcțiune a celor 4 bobine în zona analizată: o bobină 100 MVar în stația 110 kV Fundeni, o bobina 100 MVar în stația 400 kV București Sud și două bobine în stația 110 kV Domnești, în regimurile de funcționare fără investiții suplimentare toate tensiunile sunt în limitele admisibile.

Necesarul de bobine de compensare suplimentare pentru soluțiile analizate a rezultat după cum urmează:

- stație nouă 400/110 kV Grozăvești: două bobine de compensare 100 MVar montate la 400 kV în stația 400 kV Grozăvești,
- stație nouă 400/110 kV Fundeni, racordată intrare-ieșire în LEA 400 kV București Sud–Gura Ialomiței și prin LEA 400 kV nouă 400 kV Fundeni-Brazi Vest: o bobină de compensare 100 MVar montată la 400 kV în stația nouă.

În concluzie, din studiu a reieșit necesitatea următoarelor proiecte care sunt incluse în Planul de Dezvoltare 2024-2033:

Pe termen scurt:

- instalarea unui nou autotransformator 220/110 kV 400 MVA în stația 220/110 kV Fundeni;
- instalarea unui nou transformator 400/110 kV 250 MVA în stația 400/220/110 kV București Sud.

Pe termen lung:

- 2029 - stație 400/110 kV la Grozăvești racordată prin LES 400 kV cu stațiile 400 kV București Sud și Domnești și două bobine de compensare 100 MVar montate la 400 kV în stația 400 kV Grozăvești,

- 2034 - stație 400/110 kV la Fundeni racordată și prin LEA 400 kV nouă Fundeni–Brazi Vest și intrare-ieșire în LEA 400 kV București Sud–Gura Ialomiței prin LEA d.c. 400 kV și montarea unei bobine de compensare 100 MVar în stația nouă 400 kV.

1.1.3 Analiza zonei Argeș-Vâlcea

În anul 2017 Transelectrica a contractat un Studiul privind creșterea siguranței în funcționare a zonei de rețea Argeș–Vâlcea, zonă de rețea importantă atât prin puterea generată în centralele electrice din zonă cât și prin existența unor mari consumatori industriali și a consumului neindustrial.

În ultimii ani, ca urmare a reducerii activităților unor mari consumatori industriali din zonă (Rafinăria Arpechim Pitești a fost închisă, Oltchim SA și-a redus consumul de la 150 MW la 56 MW), în perioadele cu hidrolicitate ridicată, excedentul zonei Argeș - Vâlcea a crescut, ceea ce conduce la regimuri la limita normală de funcționare a RET și RED din zonă, în condițiile în care toate echipamentele din RET și RED sunt în funcțiune. În consecință, în schemele în care mai mult de un echipament din RET sau RED din zonă și/sau din Stația 400/220/110 kV Bradu este retras din exploatare sau indisponibil, la verificarea criteriului de siguranță N-1 se obțin regimuri la limita normală de funcționare a RET și RED, în funcție de nivelul de producție în CHE aferente râurilor Argeș, Dâmbovița, Oltul mijlociu și ultima secțiune a Oltului superior.

Astfel, obiectivele studiului de sistem au fost:

- Identificarea punctelor slabe/critice din RET și RED prin analiza regimurilor permanente de funcționare cu verificarea criteriului (N - 1) în schema completă și în scheme cu retrageri din exploatare în RET și RED pentru etapele 2018, 2022 și 2027. Analizele au fost realizate considerând producția din zona Argeș - Vâlcea conform RMB, RD cu 70% din puterea instalată și RD cu 100% din puterea instalată în centralele din zonă;

- Verificarea măsurilor de creștere a siguranței în funcționare a zonei Argeș – Vâlcea recomandate:

- o reconfigurare/ reconductorare în RET și RED,

- o analiza oportunității introducerii nivelului de 400 kV în stația Arefu și/sau realizarea unei stații electrice 400/110 kV în zona Căineni (Vâlcea) pentru evacuarea producției de energiei electrice din CHE de pe amenajarea hidroenergetică a râului Oltul mijlociu;

De asemenea, studiul a mai avut ca obiective specifice:

- Modelarea dinamică a grupurilor generatoare și verificarea condițiilor de stabilitate tranzitorie a grupurilor generatoare care evacuează în zona de rețea Argeș – Vâlcea în schemă completă și în scheme cu retrageri din exploatare în RET și RED;
- Analiza cost - beneficiu și Evaluarea estimativă a indicatorilor de eficiență economică conform metodologiei „ENTSO - E Guideline for Cost Benefit Analysis of Grid Development Projects”, pentru fiecare proiect de dezvoltare de rețea de transport identificat.

Din analizele de regimuri de dimensionare pe termen scurt (situația actuală) a rezultat că, în condițiile în care centralele hidroelectrice din zona Argeș-Vâlcea funcționează la 70% din puterea instalată, la verificarea criteriului N-1 la VSI apar depășiri de capacitate pe AT 220/110 kV 200 MVA Râureni și AT220/110 kV 200 MVA Stupărei iar la VDV apar depășiri de capacitate pe AT220/110 kV 200 MVA Râureni, LEA 220 kV d.c. Bradu – Târgoviște, LEA 220 kV Bradu – Stupărei, LEA 220 kV Bradu – Arefu. De asemenea, apar numeroase depășiri de capacitate pe liniile de 110V din zonă.

Dacă centralele hidroelectrice din zona Argeş-Vâlcea funcţionează la 100% din puterea instalată, la verificarea criteriului N-1 la VSI apar depăşiri de capacitate pe AT 220/110 kV 200 MVA Râureni şi AT220/110 kV 200 MVA Stupărei, LEA 220 kV Stupărei – Bradu, LEA 220 kV Bradu – Arefu iar la VDV apar depăşiri de capacitate pe AT1 400/220 kV 400 MVA Bradu, AT 220/110 kV 200 MVA Stupărei, AT220/110 kV 200 MVA Râureni, LEA 220 kV d.c. Bradu – Târgovişte, LEA 220 kV Bradu – Stupărei, LEA 220 kV Bradu – Arefu, LEA 220 kV Râureni - Stupărei. De asemenea, apar numeroase depăşiri de capacitate pe liniile de 110V din zonă. La VDV apar depăşiri de capacitate pe LEA 220 kV Arefu – Bradu şi LEA 220 kV Stupărei – Bradu chiar în condiţiile cu N elemente în funcţiune.

Din Studiul privind creşterea siguranţei în funcţionare a zonei de reţea Argeş–Vâlcea a rezultat necesară pentru evacuarea puterii din hidrocentralele din zonă, realizarea unei staţii de 400 kV la Arefu racordată în LEA 400 kV Ţânţăreni-Sibiu Sud. Acest proiect a rezultat eficient d.p.d.v economic.

Soluţia avizată de Transelectrica a fost:

Staţia 400/220/110 kV Arefu:

- Staţie 400 kV Arefu în triunghi cu trei întreruptoare;
- AT1 400/220 kV 400 MVA Arefu;

Racord în LEA 400 kV Ţânţăreni – Sibiu Sud :

- LEA 400 kV dublu circuit în lungime de aproximativ 0,05 km

Reconfigurare reţea 110 kV:

- Trecere LEA 110 kV Stupărei – Căzăneşti de pe Bara 2 Stupărei 110 kV pe Bara 1 Stupărei 110 kV.

Pentru a putea evacua toată puterea din CHE din zonă, pe lângă realizarea staţiei 400kV Arefu mai este necesară reconducerea următoarelor linii electrice (pentru eliminarea congestiilor în schemă completă, fără retrageri de echipamente din funcţionare):

LEA 220kV (179km):

LEA d.c. 220kV Bradu-Târgovişte

LEA 220kV Stupărei-Bradu

LEA 110kV (424km):

LEA 110 kV Arefu – CHE Oieşti - CHE Albeşti - CHE Cerbureni - Electroargeş - V.Danului

LEA 110 kV Argeş S - Vâlcele c1

LEA 110 kV Argeş S - Vâlcele c2 -d. CHE Zigoneni

LEA 110 kV CHE Turnu – Jibla

LEA 110 kV Jibla - Argeş S

L110 kV Rm. Vâlcea N – Jibla – d. CHE Dăeşti

L110 kV Jibla - Rm.Vâlcea S

L110 kV Rm. Vâlcea S - Râureni

LEA 110 kV V. Danului - CHE Cornetu -d. CHE G.Lotrului

LEA 110 kV V.Danului - Argeş S

LEA 110 kV Bradu - Piteşti N

LEA 110 kV Piteşti V - Bradu

LEA 110 kV Piteşti N - Piteşti V

L110 kV Stupărei - Rm.Vâlcea N

LEA 110 kV Traian - Stupărei -d. CHE Ioneşti

LEA 110 kV Stupărei - Marcea -d. CHE Băbeni

LEA 110 kV Drăgăşani - Marcea -d. CHE Zăvideni

LEA 110 kV Râureni - CET Govora
LEA 110 kV Râureni - Stupărei
LEA 110 kV Vâlcele - Pitești N c2
L110 kV Vâlcele - Pitești N c1 -d. CHE Merișani
L110 kV Vâlcele - Textila -d. CHE Budeasa
L110 kV Textila - Pitești N

Ca o alternativă la proiectul de realizare a stației 400kV Arefu, a fost analizată și o soluție de eliminare a suprasarcinilor în RET și RED prin realizarea unei stații 400/110kV în zona Căineni și conectarea ei la RET prin secționarea LEA 400 kV Țânțăreni – Sibiu Sud la aproximativ 229 km de stația Țânțăreni și 35 km de stația Sibiu Sud. S-a considerat că racordarea barei 110 kV Căineni la rețeaua de distribuție 110 kV se face printr-o linie 110 kV dublu circuit, având un circuit conectat la LEA 110 kV Brădișor –CHE Cornetu – d. Brezoi și al doilea circuit la LEA 110 kV Valea Danului – CHE Cornetu – d. CHE G. Lotrului. Această soluție are costuri mai mari decât cea care prevede stația 400kV Arefu, din cauza racordurilor lungi de 110kV (16km) și a configurației stației de 400/110kV care presupune bară simplă secționată 400 kV, bară simplă secționată 110 kV, cuplă longitudinală 400 kV, cuplă longitudinală 110 kV.

Pentru a putea evacua toată puterea din CHE din zonă, pe lângă realizarea stației 400kV Căineni mai este necesară reconductorarea următoarelor linii electrice (pentru eliminarea congestiilor în schemă completă, fără retrageri de echipamente din funcționare):

LEA 220kV (253km):

LEA 220 kV Stupărei - Bradu
LEA 220 kV d.c. Bradu - Târgoviște c1
LEA 220 kV Arefu – Bradu

LEA 110kV (285km):

L110 kV Argeș S - Vâlcele c1
L110 kV Argeș S - Vâlcele c2 -d, CHE Zigoneni
L110 kV Bradu - Pitești N
L110 kV Pitești V - Bradu
L110 kV Brădișor - Căineni -d, Cornetu
L110 kV Jiblea - Argeș S
L110 kV CHE Turnu – Jiblea
L110 kV Traian - Stupărei -d, CHE Ionești
L110 kV Stupărei - Marcea -d, CHE Băbeni
L110 kV Drăgășani - Marcea -d, CHE Zăvideni
L110 kV Vâlcele - Pitești N c1 -d, CHE Merișani
L110 kV Pitești N - Pitești V
L110 kV Vâlcele - Pitești N c2
L110 kV Vâlcele - Textila -d. CHE Budeasa
L110 kV Textila - Pitești N
L110 kV Râureni - CET Govora

Se observă că soluția cu stația Căineni 400/110kV presupune reconductorarea LEA 220kV Bradu-Arefu (74km) în plus față de soluția cu stația 400kV Arefu. În schimb soluția cu stația Căineni 400/110kV presupune reconductorarea unui număr mai mic de linii de 110kV decât soluția cu stația 400kV Arefu.

Luând în considerare toate reconductorările necesare în pus față de soluția de bază, a rezultat că soluția care presupune realizarea stației Arefu 400kV are costuri totale mai mici decât soluția cu stația 400/110kV Căineni.

Indicatorii economici pentru soluțiile de bază propuse arată că soluția cu stația 400 kV Arefu, are patru dintre indicatorii economici calculați mai performanți decât soluția cu stația 400/110 kV Căineni.

În concluzie proiectul de realizare a stației Arefu 400kV a fost introdus în Planul de Dezvoltare a RET.

1.2 Gradul de încărcare a elementelor RET

În regimurile staționare medii de bază, fluxurile de putere pe elementele RET se situează sub limitele termice. Gradul de utilizare a RET este scăzut în RMB față de capacitatea de transport la limită termică a elementelor componente.

Trebuie avut în vedere, însă, faptul că, în exploatare, regimurile de funcționare se pot îndepărta semnificativ de RMB, ca urmare a modificării permanente a nivelului și structurii consumului și producției și datorită retragerilor din exploatare pentru reparații planificate și accidentale. Aceasta poate conduce la încărcări mult diferite pe elementele rețelei.

De asemenea, este obligatorie o rezervă, deoarece elementele RET trebuie să poată prelua în orice moment sarcina suplimentară, în cazul declanșării oricărui element din SEN: linie, transformator, grup sau consumator.

În anexa G se prezintă încărcările elementelor RET în regimurile medii de bază la palierul VSI, GNV, VDV pentru orizonturile de prognoză pe termen mediu și lung.

1.3 Nivelul de tensiune, reglajul tensiunii și compensarea puterii reactive

Din studiile efectuate, a rezultat faptul că valorile tensiunilor în noduri se înscriu în limitele normate conform Codului Tehnic al RET și cuprinse în Tabelul 10.3.

Tabelul 10.3 [kV]

Tens. nominală	Marja de variație normată
750	735-765
400	380-420
220	198-242

Verificările efectuate pentru regimurile cu N-1 elemente în funcțiune la VSI, VDI, VDV și GNV au evidențiat niveluri ale tensiunilor în RET încadrate în benzile admisibile.

1.4 Pierderi de putere în RET, la palierul caracteristic al curbei de sarcină

Valorile obținute din calcule pentru pierderile de putere activă, în regimuri medii de bază cu toate elementele de rețea în funcțiune, la palierul caracteristic de sarcină sunt prezentate în tabelele 1.4.1 și 1.4.2:

Tabelul 1.4.1- Evoluția pierderilor de putere în SEN și RET

Palier	VSI2024		VDV2024		GNV2024		VSI2028		VDV2028		GNV2028		VSI2033		VDV2033		GNV2033	
Total pierderi	SEN	RET	SEN	RET	SEN	RET	SEN	RET	SEN	RET	SEN	RET	SEN	RET	SEN	RET	SEN	RET
[MW]	269	92	202	54	162	58	285	100	249	68	160	43	334	133	300	96	189	63
[%]	100	34	100	27	100	35	100	35	100	27	100	27	100	40	100	32	100	33

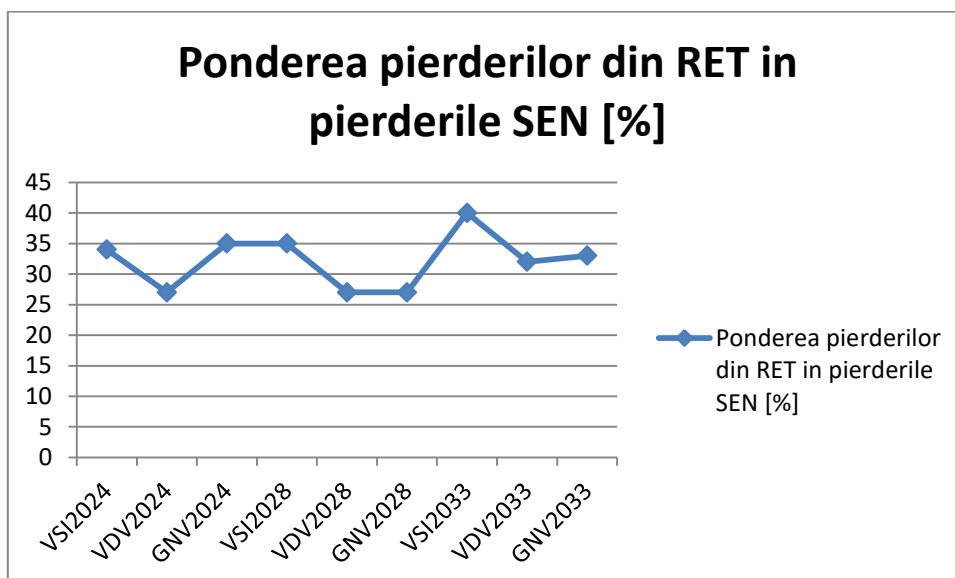


Figura 1.4 - Evoluția ponderii pierderilor în pierderile SEN

Tabelul 1.4.2 - Ponderea pierderilor de putere în RET pe elemente de rețea

Palier	VSI2024	VDV2024	GNV2024	VSI2028	VDV2028	GNV2028	VSI2033	VDV2033	GNV2033
	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
LEA 400kV	40	20	24	42	31	22	71	49	33
LEA 220kV	33	20	28	36	20	11	34	23	10
TR 400/110kV	5	3	3	7	4	3	10	8	5
AT 400/220kV	6	4	1	5	5	2	8	5	6
AT 220/110kV	8	7	2	10	8	5	10	11	9
Total pierderi RET	92	54	58	100	68	43	133	96	63

Eficiența Energetică în cadrul CNTEE Transelectrica SA are ca referință cerințele din legislația internă în concordanță cu legislația europeană în vigoare, strategii interne, după cum urmează :

- DIRECTIVA 2012/27/UE A PARLAMENTULUI EUROPEAN ȘI A CONSILIULUI din 25 octombrie 2012 privind eficiența energetică, de modificare a Directivelor 2009/125/CE și 2010/30/UE și de abrogare a Directivelor 2004/8/CE și 2006/32/CE;
- DIRECTIVA (UE) 2018/2002 A PARLAMENTULUI EUROPEAN ȘI A CONSILIULUI din 11 decembrie 2018 de modificare a Directivei 2012/27/UE privind eficiența energetică
- Legea nr. 121/2014 privind eficiența energetică cu modificările și completările ulterioare;
- Planul Național de Acțiune în domeniul Eficienței Energetice (P.N.A.E.E. IV 2017-2020);
- Planul Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice 2021-2030, aprobat la nivel de guvern la 04.10.2021;
- LEGE NR. 101 din 1 iulie 2020 pentru modificarea și completarea Legii nr. 372/2005 privind performanța energetică a clădirilor;
- Strategia CNTEE Transelectrica SA în domeniul Eficienței Energetice.

Din punct de vedere tehnologic, elementele avute în vedere la nivelul Companiei pentru promovarea măsurilor de creștere a eficienței energetice sunt:

- Reducerea cantităților de energie electrică pentru compensarea pierderilor din RET (CPT);
- Eficientizarea reglajului de frecvență și putere activă;
- Reducerea consumului de energie electrică pentru alimentarea serviciilor proprii din stațiile electrice;
- Reducerea consumului de energie electrică pentru alimentarea sediilor administrative;
- Reducerea consumului de energie termică pentru clădiri (atât prin reconsiderarea instalațiilor cât și prin creșterea eficienței energetice a clădirilor);
- Reducerea consumului de carburanți pentru auto.

CNTEE Transelectrica SA are în vedere accelerarea programului de investiții atât pentru reducerea CPT (aceasta fiind direcția preponderentă de creștere a eficienței energetice, coordonat cu creșterea siguranței funcționării) dar și modernizarea și re tehnologizarea stațiilor electrice existente și a clădirilor, cu introducerea unor sisteme pentru optimizarea consumurilor din serviciile interne în scopul creșterii siguranței funcționării dar și pentru scăderea consumului de energie. Astfel, direcțiile principale de acțiune în procesul de eficientizare energetică la nivelul RET, sunt:

- Retehnologizarea și modernizarea stațiilor prin tehnologii cu nivel ridicat de fiabilitate și consumuri interne reduse.
- Realizarea de linii electrice noi sau reconductorarea celor existente cu utilizarea unor materiale ce reduc pierderile Corona și/sau Joule.
- Continuarea înlocuirii flotei de transformatoare și autotransformatoare, urmărind creșterea fiabilității acestora dar și reducerea pierderilor.

- Realizarea de instalații pentru reglarea eficientă a tensiunii în SEN (bobine de compensare, dispozitive FACTS și automatizările aferente) și reducerea circulațiilor de putere reactivă.
- Realizarea unui sistem centralizat de reglare coordonată a tensiunilor din SEN, reglaj secundar și tețiar la nivel SEN și zonal;
- Dotarea stațiilor Transelectrica cu sisteme de management energetic și, acolo unde este posibil, cu panouri fotovoltaice care să furnizeze o parte din energia necesară alimentării serviciilor interne.
- Optimizarea utilizării energiei în sediile Transelectrica (optimizarea consumurilor de energie termică și electrică în sediile Transelectrica).
- Pentru toate proiectele Companiei care vizează în principal sau implicit clădiri, se au în vedere încă din faza de proiectare măsurile necesare pentru respectarea cerințelor minime de performanță energetică a clădirilor (prin consumurile specifice pentru încălzire, climatizare, ventilare și producerea apei calde de consum).

Legea 121/2014 încadrează operatorii economici în diverse categorii din punct de vedere al consumului de energie final astfel încât, CNTEE Transelectrica SA se regăsește în categoria consumatorilor industriali cu peste 1000 tep (tone echivalent petrol), acest fapt datorându-se în cea mai mare parte consumului propriu tehnologic (CPT).

1.5 Solicitățile la scurtcircuit

În conformitate cu PE 026, nivelurile curenților de scurtcircuit în rețelele de 400 kV, 220 kV și 110 kV, luate în considerare la dimensionarea instalațiilor energetice din SEN, sunt, de regulă, următoarele:

- la tensiunea de 400 kV: 31,5-50 kA (20-35 GVA);
- la tensiunea de 220 kV: până la 40 kA (15 GVA);
- la tensiunea de 110 kV: până la 40 kA (7,5 GVA).

Etapa 2024

Calculule efectuate au permis evidențierea următoarelor concluzii:

- Nivelul maxim al curentului de scurtcircuit trifazat se înregistrează în următoarele stații electrice:
 - Țânțăreni 400 kV, $I_3 = 24,11$ kA;
 - Porțile de Fier 220 kV, $I_3 = 27,82$ kA.
- Nivelul maxim al curentului de scurtcircuit monofazat se înregistrează în următoarele stații electrice:
 - Porțile de Fier 400 kV, $I_1 = 27,82$ kA;
 - Porțile de Fier B 220 kV, $I_1 = 32,48$ kA;
 - București Sud B 110 kV, $I_1 = 39,95$ kA.
- Nivelul maxim al curentului de scurtcircuit bifazat cu pământul se înregistrează în următoarele stații electrice:
 - Cernavodă 400 kV $I_{2p} = 21,885$ kA, Țânțăreni 400 kV $I_{2p} = 25,612$ kA, Porțile de Fier 400 kV $I_{2p} = 24,422$ kA ;
 - Porțile de Fier 220 kV, $I_{2p} = 30,913$ kA;
 - București Sud B 110 kV, $I_{2p} = 40,1$ kA.

Valorile curenților de scurtcircuit calculate au fost comparate cu valorile curenților de rupere ale echipamentelor din stațiile electrice analizate. În urma acestei analize, există stații în zona București ale căror valori ale curenților de scurtcircuit depășesc puterea de rupere nominală a întreruptoarelor. Pentru evitarea funcționării într-un regim care poate pune în pericol siguranța echipamentelor de comutație din stații este recomandată evitarea funcționării buclate în această zonă. În cazul în care se dorește posibilitatea de funcționare buclată a rețelei de 110 kV, se recomandă montarea unor echipamente de comutație cu valori ale curenților de rupere adecvate pentru valorile curenților de scurtcircuit din această zonă.

Etapă 2028

Calculule efectuate au permis evidențierea următoarelor concluzii:

- Nivelul maxim al curentului de scurtcircuit trifazat se înregistrează în următoarele stații electrice:
 - Porțile de Fier B 220 kV, $I_3 = 31,10$ kA.
- Nivelul maxim al curentului de scurtcircuit monofazat se înregistrează în următoarele stații electrice:
 - Porțile de Fier 400 kV, $I_1 = 35,65$ kA;
 - Porțile de Fier B 220 kV, $I_1 = 36,35$ kA;

De asemenea au rezultat depășiri în 58 de stații de 110 kV din zona București.

Pentru evitarea funcționării într-un regim care poate pune în pericol siguranța echipamentelor de comutație din stații este recomandată evitarea funcționării buclate în această zonă. În cazul în care se dorește posibilitatea de funcționare buclată a rețelei de 110 kV, se recomandă montarea unor echipamente de comutație cu valori ale curenților de rupere adecvate pentru valorile curenților de scurtcircuit din această zonă.

Etapă 2033

Calculule efectuate au permis evidențierea următoarelor concluzii:

- Nivelul maxim al curentului de scurtcircuit trifazat se înregistrează în următoarele stații electrice:
 - Porțile de Fier B 220 kV, $I_3 = 31,1$ kA;
 - Porțile de Fier B 220 kV, $I_3 = 31,67$ kA.
- Nivelul maxim al curentului de scurtcircuit monofazat se înregistrează în următoarele stații electrice:
 - Porțile de Fier B 220 kV, $I_1 = 35,65$ kA ;
 - Porțile de Fier B 220 kV, $I_1 = 36,35$ kA.

Există stații în zona București ale căror valori ale curenților de scurtcircuit depășesc puterea de rupere nominală a întreruptoarelor. Pentru evitarea funcționării într-un regim care poate pune în pericol siguranța echipamentelor de comutație din stații este recomandată evitarea funcționării buclate în această zonă. În cazul în care se dorește posibilitatea de funcționare buclată a rețelei de 110 kV, se recomandă montarea unor echipamente de comutație cu valori ale curenților de rupere adecvate pentru valorile curenților de scurtcircuit din această zonă.

1.6 Verificarea RET la condiții de stabilitate statică

1.6.1 Rezultatele analizelor de stabilitate statică-termen mediu

Verificarea RET la condițiile de stabilitate statică și tranzitorie s-a făcut prin studii dedicate [5].

Caracterul zonelor de sistem din interiorul fiecărei secțiuni caracteristice a SEN, pe termen mediu, pentru regimul mediu de bază de vârf de sarcină, este prezentat succint în Tabelul 1.6.1.

Tabelul 1.6.1-Excedent/Deficit în secțiunile caracteristice ale SEN, termen mediu [MW]

Secțiunea caracteristică	Caracter	VSI Termen mediu
S1	Excedentar	921
S2	Deficitar	-1610
S3	Excedentar	804
S4	Deficitar	-827
S5	Deficitar	-397
S6	Excedentar	1201

Limitele admisibile ale puterilor transportate prin secțiunile caracteristice ale SEN se pot vedea în Anexa D - tabelele 1.1 - 1.12.

1.6.2 Rezultatele analizelor de stabilitate statică-termen lung

Caracterul zonelor de sistem din interiorul fiecărei secțiuni caracteristice a SEN, pe termen lung, pentru regimul mediu de bază de vârf de sarcină, este prezentat succint în Tabelul 1.6.2:

Tabelul 1.6.2 - Excedent/Deficit în secțiunile caracteristice ale SEN, termen lung [MW]

Secțiunea caracteristică	Caracter	VSI Termen lung
S1	Excedentar	1235
S2	Deficitar	-110
S3	Excedentar	619
S4	Deficitar	-714
S5	Deficitar	-216
S6	Excedentar	835

Limitele admisibile ale puterilor transportate prin secțiunile caracteristice ale SEN se pot vedea în Anexa D – tabelele 2.1 - 2.8.

Pentru fiecare dintre secțiunile caracteristice ale SEN, au fost identificate rezervele suplimentare de stabilitate statică (RSS) față de puterile maxim admisibile, în regimul staționar mediu de bază, în configurație cu schema completă (N) sau cu un element retras din exploatare (N-1) prezentate în Tabelul 1.6.3:

Tabelul 1.6.3 - Rezerve suplimentare de stabilitate (RSS) în secțiunile caracteristice

Secțiunea	Termen mediu (2024)		Termen lung (2033)	
	RSS [MW]			
	N	N-1	N	N-1
S1	2834	3144	3351	2189
S2	3266	1264	2890	419
S3	4695	2560	2332	1959
S4	1473	169	902	367
S5	1291	406	644	460

Secțiunea	Termen mediu (2024)		Termen lung (2033)	
	RSS [MW]			
	N	N-1	N	N-1
S6	5092	2915	2467	1937

Cu ajutorul datelor prezentate în Anexa D pot fi trase următoarele concluzii referitoare la regimul staționar mediu de bază:

În cazul funcționării în configurație de durată N:

- **Pe termen mediu (etapa 2024)**, toate secțiunile caracteristice (S1 – S6) prezintă rezervă suficientă de stabilitate din punct de vedere al puterilor limită cu rezervă normată de stabilitate, cuprinsă între 486 MW (la nivelul secțiunii S2) și 3062 MW (la nivelul secțiunii S3) în regim VSI. De asemenea din perspectiva puterilor maxim admisibile în secțiune, toate secțiunile prezintă rezervă de stabilitate, cea mai restrictivă fiind semnalată pentru secțiunea S2 –345 MW;
- Analiza comparativă a rezervelor de stabilitate între cele două paliere caracteristice VSI/VDV a scos în evidență asociat puterilor maxim admisibile în secțiuni:
 - rezerve mai restrictive la palierul VSI față de palierul VDV cu 52%/36% asociat secțiunilor excedentare S2/S4.
 - rezerve mai restrictive la palierul VDV față de palierul VSI cu 40%/13% asociat secțiunilor deficitare S1/S3;
 - Rezerve echivalente între cele două paliere cu diferențe de 5%/7% asociat secțiunilor S5/S6 .
- Posibilitatea evacuării puterilor disponibile în sursele generatoare racordate în zona de analiză în condiții de funcționare sigură a SEN este confirmată într-o proporție de 96%/97%/98% pentru palierul VSI respectiv 65%/87%/91% pentru palierul VDV asociat celor trei secțiuni excedentare S1/S3/S6.
- Posibilitatea funcționării sigure a SEN cu menținerea unei puteri minim generate în zona de analiză raportat la puterea disponibilă este confirmată într-o proporție de 28%/0%/0% pentru palierul VSI respectiv 5%/9%/0% pentru palierul VDV asociat celor trei secțiuni deficitare S2/S4/S5.
- Pe termen lung (etapa 2028), toate secțiunile caracteristice (S1-S6) prezintă rezervă suficientă de stabilitate din punct de vedere al puterilor limită cu rezervă normată de stabilitate, cuprinsă între 888 MW (la nivelul secțiunii S5) și 4154 MW (la nivelul secțiunii S2) în regim VDV. De asemenea, și din punct de vedere al puterilor maxim admisibile în secțiune, toate secțiunile prezintă rezervă de stabilitate, cea mai restrictivă valoare fiind înregistrată pentru secțiunea S5 - 607 MW. În condiții de vânt puternic, posibilitățile de evacuare a producției din CEE localizate în zona Dobrogea și zonele limitrofe sunt limitate la 90,5% din Puterea instalată, în condițiile în care CTE din secțiune sunt încărcate la 418 MW și ambele unități nucleare sunt în funcțiune. În condiții defavorabile de vânt, producția CTE din Oltenia poate funcționa la puterea maximă de 3538 MW dacă producția în CHE și CFE din zonă nu depășește 2297 MW.
- Posibilitatea evacuării puterilor disponibile în sursele generatoare racordate în zona de analiză în condiții de funcționare sigură a SEN este confirmată într-o proporție 72%/80%/103% pentru palierul VDV asociat celor trei secțiuni excedentare S1/S3/S6.
- Posibilitatea funcționării sigure a SEN cu menținerea unei puteri minim generate în zona de analiză raportat la puterea disponibilă este confirmată într-o proporție de 0%/0%/0% pentru palierul VDV asociat celor trei secțiuni deficitare S2/S4/S5.

În cazul funcționării în configurație de durată N-1:

- **Pe termen mediu**, toate secțiunile caracteristice (S1 – S6) prezintă rezervă suficientă de stabilitate din punct de vedere al puterilor limită cu rezervă normată de stabilitate, cuprinsă între 358 MW (la nivelul secțiunii S5) și 2801 MW (la nivelul secțiunii S3) în regim VDV. De asemenea din perspectiva puterilor maxim admisibile în secțiune, toate secțiunile prezintă rezervă de stabilitate, cea mai restrictivă fiind semnalată pentru secțiunea S4 – 169 MW;
- Analiza comparativă a rezervelor de stabilitate între cele două paliere caracteristice VSI/VDV a scos în evidență asociat puterilor maxim admisibile în secțiuni:
 - rezerve mai restrictive la palierul VSI față de palierul VDV cu 72%/40% asociat secțiunilor excedentare S2/S4.
 - rezerve mai restrictive la palierul VSI față de palierul VDV cu 44%/43%/40%/41% asociat secțiunilor excedentare S2/S4;
 - rezervă mai restrictivă la palierul VSI față de palierul VDV cu 44%/43%/40%/41% asociat secțiunilor deficitare S1/S3/S5/S6.
- Posibilitatea evacuării puterilor disponibile în sursele generatoare racordate în zona de analiză în condiții de funcționare sigură a SEN este confirmată într-o proporție de 79%/90%/83% pentru palierul VSI respectiv 55%/71%/66% pentru palierul VDV asociat celor trei secțiuni excedentare S1/S3/S6.
- Posibilitatea funcționării sigure a SEN cu menținerea unei puteri minim generate în zona de analiză raportat la puterea disponibilă este confirmată într-o proporție de 28%/24%/35% pentru palierul VSI respectiv 8%/21%/41% pentru palierul VDV asociat celor trei secțiuni deficitare S2/S4/S5.
- **Pe termen lung (etapa 2028)**, toate secțiunile caracteristice (S1-s6) prezintă rezervă suficientă de stabilitate din punct de vedere al puterilor limită cu rezervă normată de stabilitate, cuprinsă între 608 MW (la nivelul secțiunii S5) și 2549 MW (la nivelul secțiunii S2) în regim VDV. De asemenea, și din punct de vedere al puterilor maxim admisibile în secțiune, toate secțiunile prezintă rezervă de stabilitate, cea mai restrictivă valoare fiind înregistrată pentru secțiunea S4 - 340 MW.
- Posibilitatea evacuării puterilor disponibile în sursele generatoare racordate în zona de analiză în condiții de funcționare sigură a SEN este confirmată într-o proporție de 60%/70%/91% pentru palierul VDV asociat celor trei secțiuni excedentare S1/S3/S6.
- Posibilitatea funcționării sigure a SEN cu menținerea unei puteri minim generate în zona de analiză raportat la puterea disponibilă este confirmată într-o proporție 0%/6%/3% pentru palierul VDV asociat celor trei secțiuni deficitare S2/S4/S5.

Evoluția limitelor de stabilitate statică și a puterilor maxim admisibile în secțiunile caracteristice ale SEN în regimul cu N elemente în funcțiune este prezentată în tabelul 10.6.4. Se poate observa că în general realizarea proiectelor de dezvoltare a RET duce la creșterea limitelor de stabilitate statică sau a puterilor maxim admisibile prin secțiunile caracteristice:

Tabelul 1.6.4

Secțiunea	Caracteristici ale secțiunii	Etapa		
		2024	2028	2033
S1	LSS	3918	3439	
	P _{max adm}	4101	2770	
	Elemente noi in secțiune/în zona aferentă		- LEA 400 kV Porțile de Fier-Reșița	LEA 400 kV d.c. Reșița-Timișoara/ Săcălaz-Arad
			- LEA 400 kV d.c. Reșița-Pancevo	
			- Stația 220 kV Ostrovu Mare	
				-Racord intrare-ieșire a stației Arefu 400 kV în LEA 400 kV Sibiu - Tântăreni
S2	LSS	2443	3853	
	P _{max adm}	1955	2979	
	Elemente noi in secțiune/în zona	- Racordarea LEA 400 kV Stupina-Varna		- LEA 400 kV Gădălin-Suceava;

Secțiunea	Caracteristici ale secțiunii aficientă	Etapa		
		2024	2028	2033
		(Bulgaria) intrare-ieșire în stația 400 kV Medgidia printr-o LEA 400 kV d.c.; - Racordarea LEA 400 kV Rahman-Dobrudja (Bulgaria) intrare-ieșite în stația 400 kV Medgidia printr-o LEA 400 kV d.c.;		- LEA 400 kV d.c. Stâlpul-Brașov (1 circuit echipat); - Racord intrare-ieșire a stației Arefu 400 kV în LEA 400 kV Sibiu - Țânțăreni
S3	LSS	4701	4695	
	P _{max adm}	3605	4302	
	Elemente noi în secțiune/ elemente care influențează zona aficientă secțiunii	Racordarea LEA 400 kV Stupina-Varna și LEA 400 kV Rahman-Dobrudja intrare-ieșire în stația 400 kV Medgidia LEA 400 kV Isaccea-Vulcănești	- LEA 400 kV d.c. Cernavodă-Gura Ialomiței-Stâlpul	- LEA 400 kV Gădălin-Suceava
			- LEA Brazi Vest-Teleajen-Stâlpul cu funcționare la 400 kV	- LEA 400 kV d.c. Stâlpul-Brașov (1 circuit echipat)
			- Mărirea capacității de transport a LEA 220 kV Stejaru-Gheorgheni-Fântânele;	
			- Mărirea capacității de transport a LEA 400 kV Cernavodă-Pelicanu;	
			- Mărirea capacității de transport pe un tronson de 8 km a LEA 400 kV	

Secțiunea	Caracteristici ale secțiunii	Etapa		
		2024	2028	2033
			București Sud-Pelicanu	
			- LEA 400 kV d.c. (1 circuit echipat) Smârdan-Gutinaș	
S4	LSS	1728	1722	
	P _{max adm}	1266	1260	
	Elemente noi in secțiune/elemente care influențează zona aferentă secțiunii	-	- Al 2-lea AT 400 MVA, 400/220 kV în stația Iernut	- LEA 400 kV Gădălin-Suceava
			- Mărirea capacității de transport a LEA 220 kV Stejaru-Gheorgheni-Fântânele;	
			LEA 400 kV Oradea-Nadab	
S5	LSS	1576	1507	
	P _{max adm}	1045	1019	
	Elemente noi in secțiune/elemente care influențează zona aferentă secțiunii	-	- LEA 400 kV d.c. (1 circuit echipat) Smârdan-Gutinaș	- LEA 400 kV Gădălin-Suceava
			- Mărirea capacității de transport a LEA 220 kV Stejaru-Gheorgheni-Fântânele;	
S6	LSS	4513	6152	

Secțiunea	Caracteristici ale secțiunii	Etapa		
		2024	2028	2033
	$P_{\max \text{ adm}}$	3494	4928	
Elemente noi in secțiune/elemente care influențează zona aferentă secțiunii	Racordarea LEA 400 kV Stupina-Varna și LEA 400 kV Rahman-Dobrudja intrare-ieșire în stația 400 kV Medgidia LEA 400 kV Isaccea - Vulcănești		- LEA 400 kV d.c. Cernavodă-Gura Ialomiței-Stâlp	-LEA 400 kV d.c. Stâlp-Brașov (1 circuit echipat)
			- LEA Brazi Vest-Teleajen-Stâlp cu funcționare la 400 kV	
			- Mărirea capacității de transport a LEA 400 kV Cernavodă-Pelicanu;	
			- Mărirea capacității de transport pe un tronson de 8 km a LEA 400 kV București Sud-Pelicanu	
			- LEA 400 kV d.c. (1 circuit echipat) Smârdan-Gutinaș	

1.7 Stabilitatea tranzitorie și măsuri de protecție în nodurile RET

Având în vedere impactul major al calității instalațiilor de protecție asupra siguranței SEN, la un cost relativ mic (față de costul echipamentelor primare), CNTEE Transelectrica SA a adoptat ca strategie echiparea tuturor stațiilor cu sisteme moderne, performante, de comandă, control și protecție. Aceste sisteme se introduc atât cu prilejul rețehnologizării stațiilor de transport, cât și printr-un program special de modernizare aplicat în restul stațiilor. De asemenea, se utilizează teletransmisia pe liniile RET și, cu prilejul rețehnologizării stațiilor, se instalează întrerupătoare moderne, cu timpi mici de acționare. Aceste acțiuni conduc la îmbunătățirea stabilității tranzitorii în SEN.

Pentru identificarea situațiilor care impun măsuri pentru asigurarea stabilității tranzitorii, ca și pentru stabilirea reglajelor la protecții, se efectuează calcule dedicate, care iau în considerare caracteristicile exacte, la momentul respectiv, ale echipamentelor primare și secundare din stații și ale grupurilor instalate în sistem. Având în vedere incertitudinile legate de parcul de producție, ca și modificările etapizate în timp ale rețelei, calculele de verificare a stabilității tranzitorii, care identifică măsuri necesare (parametrizare protecții și automatizări, asigurare teletransmisii, stabilire set de parametri PSS la grupuri) se realizează la fiecare modificare de situație și periodic, cel puțin odată pe semestru. Conform Codului tehnic al RET, art. 132 a, verificarea RET din condiții de stabilitate tranzitorie se face pentru o perspectivă de până la cinci ani.

Pentru perspectiva de cinci și zece ani acoperită de Planul de dezvoltare, s-a realizat un set de calcule, cu scopul de a oferi o imagine asupra aspectelor semnificative ale funcționării sigure și stabile a SEN și de a identifica eventuale probleme majore, a căror rezolvare trebuie pregătită din timp, prin analize mai exacte și detaliate. În aceste calcule, pentru verificarea stabilității tranzitorii la scurtcircuite pe liniile RET, în regimuri staționare caracterizate prin rezervă normată de stabilitate statică, s-a utilizat în calcule o durată acoperitoare de eliminare a defectelor - referință de lucru - de 200ms (semnificativ mai mare decât timpii reali). Pentru scurtcircuite pe barele centralelor, s-a utilizat un timp - referință de lucru - de eliminare a defectului, care ia în considerare timpul total cerut de toate acțiunile asociate unui defect pe bare eliminat corect de protecții și automatizări, de 100ms. S-a ținut seama de faptul că declanșarea prin PDB în stație este transmisă ca declanșare directă prin teleprotecție în capetele liniilor adiacente barei cu defect/refuz de declanșare ($t = 100\text{ms}$).

Analiza stabilității tranzitorii-palierul VSI - 2028

Evacuarea puterii generate în centralele electrice

Au fost analizate situațiile potențial periculoase din punct de vedere al stabilității tranzitorii în vecinătatea următoarelor centrale electrice:

- CNE Cernavodă, $P_i = 2 \times 650 \text{ MW}$;
- CTE Turceni, $P_i = 2 \times 460 \text{ MW}$;
- CTE Iernut, $P_i = 4 \times 60 \text{ MW} + 2 \times 75,5 \text{ MW}$;
- CCC OMV Brazi, $P_i = 2 \times 285 \text{ MW} + 1 \times 290 \text{ MW}$;
- CHE Porțile de Fier I, $P_i = 6 \times 193,5 \text{ MW}$;
- CTE Mintia, $P_i = 1 \times 546 \text{ MW} + 1 \times 558 \text{ MW}$;
- CHE Lotru, $P_i = 3 \times 169,6 \text{ MW}$.

Analizele efectuate nu au pus în evidență potențiale situații periculoase. Apariția unui scurtcircuit trifazat simetric pe liniile electrice de evacuare a puterii din centralele în analiză, eliminat prin declanșarea LEA afectate de defect cu acționarea corectă a protecțiilor, nu conduce la pierderea stabilității tranzitorii. În urma simulărilor realizate s-a constatat menținerea stabilității tranzitorii atât în situația funcționării în regim de durată configurație N cât și în situația funcționării în regim de durată configurație N-1.

De asemenea, au fost efectuate și calculele de identificare a Timpului Critic de Eliminare Defect (TCED). Pentru fiecare dintre centralele analizate a fost simulat un scurtcircuit trifazat metalic tranzitoriu pe barele centralei. Rezultatele de calcul sunt detaliate în Tabelul 1.7.1:

Tabelul 1.7.1 - Timpuri critici de eliminare defect pe barele centralelor - 2028

Nod electric	TCED ¹⁾		DED ²⁾	RS ³⁾		Mașini restrictive
	t _{stabil}	t _{instabil}				
	[ms]			[ms]	[%]	
Cernavodă 400 kV	251	268	100	168	63	G2
Turcenii 400 kV	500	550	100	450	83	G1
Porțile de Fier 400 kV	210	250	100	150	60	G1,G2,G3,G4,G5,G6
Porțile de Fier 220 kV - A	210	225	100	125	56	G1,G2,G3,G4,G5,G6
OMV Brazi 400 kV	504	536	100	436	81	G2
OMV Brazi 220 kV	510	558	100	458	82	G3
Iernut 400 kV	350	411	100	311	76	G3,G4
Iernut 220 kV	360	421	100	267	76	G5,G6
Mintia 400 kV	375	435	100	335	77	G3
Mintia 220 kV	410	450	100	350	78	G2
Lotru 220 kV	55	63	100	13	21	G1, G2, G3

¹⁾ TCED-Timp critic eliminare defect, ²⁾ DED-Durată eliminare defect, ³⁾ RS-Rezervă de stabilitate

Verificarea timpilor critici de eliminare a unui defect pe barele centralelor analizate a evidențiat existența unei rezerve de stabilitate față de durata de izolare a defectelor impusă de echipamentele de protecție existente. Valorile extreme ale rezervei de stabilitate au rezultat ca fiind:

- rezervă de stabilitate minimă 21% în CHE Lotru, secția 220 kV;
- rezervă de stabilitate maximă 83% în Turcenii, secția 400 kV;

Stabilitate tranzitorie cu încărcarea la limită a secțiunilor caracteristice ale SEN

Au fost analizate, din punct de vedere al stabilității tranzitorii, situațiile periculoase ce pot apărea în funcționarea SEN atunci când secțiunile caracteristice sunt încărcate în apropierea limitelor de stabilitate statică cu rezervă normată. Ținând seama de limitele admisibile ale circulațiilor prin secțiuni din punct de vedere al stabilității statice, au fost analizate cele șapte secțiuni caracteristice ale SEN în următoarele condiții:

- Secțiunea S1, excedent, $P_{8\%} = 3576$ MW;
- Secțiunea S2, deficit, $P_{8\%} = 3885$ MW;
- Secțiunea S3, excedent, $P_{8\%} = 3620$ MW;
- Secțiunea S4, deficit, $P_{8\%} = 1667$ MW;
- Secțiunea S5, deficit, $P_{8\%} = 1363$ MW;
- Secțiunea S6, excedent, $P_{8\%} = 3905$ MW;

Analizele efectuate au permis evidențierea următoarelor aspecte:

- În cazul regimurilor staționare de durată funcționând în configurație completă pentru fiecare secțiune caracteristică a SEN au fost analizate 682 de cazuri distincte. În urma simulărilor realizate se poate concluziona că în SEN nu există un risc de pierdere a stabilității tranzitorii în situația menținerii unui nivel de încărcare sub limitele de stabilitate statică cu rezervă normată de stabilitate. Calculele realizate au constatat în simularea de scurtcircuite trifazate permanente eliminate prin acționarea corectă a protecțiilor într-un interval de 200 ms (durată eliminare defect aleasă ca referință).
- În cazul regimurilor staționare de durată funcționând în configurație incompletă pentru fiecare secțiune caracteristică a SEN au fost analizate 668 de cazuri distincte. În urma simulărilor realizate se poate concluziona că în SEN, în configurație de durată N-1, nu există un risc de pierdere a stabilității tranzitorii în situația menținerii unui nivel de încărcare sub limitele de stabilitate statică cu rezervă normată de stabilitate. Calculele realizate au constatat în simularea de scurtcircuite trifazate permanente eliminate prin acționarea corectă a protecțiilor într-un interval de 200 ms (durată eliminare defect aleasă ca referință).

Analiza stabilității tranzitorii - palierul VSI-2028

Evacuarea puterii generate în centralele electrice

Au fost analizate situațiile periculoase din punct de vedere al stabilității tranzitorii posibil a fi identificate în vecinătatea următoarelor centrale electrice:

- CNE Cernavodă, $P_i = 2 \times 650 \text{ MW}$;
- CTE Turceni, $P_i = 2 \times 298 \text{ MW} + 1 \times 400 \text{ MW}$;
- CTE Rovinari, $P_i = 3 \times 298 \text{ MW}$;
- CTE Iernut, $P_i = 4 \times 60 \text{ MW} + 2 \times 75,5 \text{ MW}$;
- CCC OMV Brazi, $P_i = 2 \times 285 \text{ MW} + 1 \times 290 \text{ MW}$;
- CTE Mintia, $P_i = 1 \times 170 \text{ MW} + 1 \times 190 \text{ MW} + 1 \times 360 \text{ MW}$;
- CHE Porțile de Fier I, $P_i = 6 \times 193,5 \text{ MW}$;
- CHE Lotru, $P_i = 3 \times 169,6 \text{ MW}$.

Analizele efectuate nu au pus în evidență potențiale situații periculoase. Apariția unui scurtcircuit trifazat simetric pe liniile electrice de evacuare a puterii din centralele în analiză, eliminat prin declanșarea LEA afectate de defect cu acționarea corectă a protecțiilor, nu conduce la pierderea stabilității tranzitorii. În urma simulărilor realizate s-a constatat menținerea stabilității tranzitorii atât în situația funcționării în regim de durată configurație N cât și în situația funcționării în regim de durată configurație N-1.

De asemenea, au fost efectuate și calculele de identificare a Timpului Critic de Eliminare Defect (TCED).

Pentru fiecare dintre centralele analizate a fost simulat un scurtcircuit trifazat metalic tranzitoriu pe barele centralei. Rezultatele de calcul sunt detaliate în Tabelul 1.7.2:

Tabelul 1.7.2 - Timpii critici de eliminare defect pe barele centralelor

Nod electric	TCED ¹⁾		DED ²⁾	RS ³⁾		Mașini restrictive
	t _{stabil}	t _{instabil}				
	[ms]			[ms]	[%]	
Cernavodă 400 kV	251	263.0	100	163.0	62	G2
Turceni 400 kV	240	264	100	164	62,1	G3, G7
Urechești 400 kV	244	282	100	182	65	G4
Porțile de Fier 400 kV	345	384	100	284	74	G1,G2,G3,G4,G5,G6
Porțile de Fier 220 kV - A	298	319	100	219	69	G1,G2,G3,G4,G5,G6
OMV Brazi 400 kV	246	266.0	100	166.0	62	G2

Nod electric	TCED ¹⁾		DED ²⁾	RS ³⁾		Mașini restrictive
	t _{stabil}	t _{instabil}				
	[ms]			[ms]	[%]	
OMV Brazi 220 kV	286	302	100	202	67	G3
Iernut 400 kV	298	311	100	211	68	G5, G6
Iernut 220 kV	343	367	100	267	73	G5, G6
Mintia 400 kV	344	390	100	290	74	G3
Mintia 220 kV	293	317	100	217	68	G3
Lotru 220 kV	55.0	63.0	50	13	21	G1, G2, G3

¹⁾ TCED-Timp critic eliminare defect, ²⁾ DED-Durată eliminare defect, ³⁾ RS-Rezervă de stabilitate

Verificarea timpilor critici de eliminare a unui defect pe barele centralelor analizate a evidențiat existența unei rezerve de stabilitate față de durata de izolare a defectelor impusă de echipamentele de protecție existente. Valorile extreme ale rezervei de stabilitate au rezultat ca fiind:

- rezervă de stabilitate minimă 62,1% în Turceni, secția 400 kV;
- rezervă de stabilitate maximă 74,4% în Mintia, secția 400 kV;

Stabilitate tranzitorie cu încărcarea la limită a secțiunilor caracteristice ale SEN

Au fost analizate, din punct de vedere al stabilității tranzitorii, situațiile periculoase ce pot apare în funcționarea SEN atunci când secțiunile caracteristice sunt încărcate în apropierea limitelor de stabilitate statică cu rezervă normată. Ținând seama de limitele admisibile ale circulațiilor prin secțiuni din punct de vedere al stabilității statice, au fost analizate cele șapte secțiuni caracteristice ale SEN în următoarele condiții:

- Secțiunea S1, excedent, $P_{8\%} = 5495$ MW;
- Secțiunea S2, deficit, $P_{8\%} = 4807$ MW;
- Secțiunea S3, excedent, $P_{8\%} = 4797$ MW;
- Secțiunea S4, deficit, $P_{8\%} = 1795$ MW;
- Secțiunea S5, deficit, $P_{8\%} = 1621$ MW;
- Secțiunea S6, excedent, $P_{8\%} = 5847$ MW;

Analizele efectuate au permis evidențierea următoarelor aspecte:

- În cazul regimurilor staționare de durată funcționând în configurație completă pentru fiecare secțiune caracteristică a SEN au fost analizate 682 de cazuri distincte. În urma simulărilor realizate se poate concluziona că în SEN nu există un risc de pierdere a stabilității tranzitorii în situația menținerii unui nivel de încărcare sub limitele de stabilitate statică cu rezervă normată de stabilitate. Calculele realizate au constatat în simularea de scurtcircuite trifazate permanente eliminate prin acționarea corectă a protecțiilor într-un interval de 200 ms (durată eliminare defect aleasă ca referință).
- În cazul regimurilor staționare de durată funcționând în configurație incompletă pentru fiecare secțiune caracteristică a SEN au fost analizate 668 de cazuri distincte. În urma simulărilor realizate se poate concluziona că în SEN, în configurație de durată N-1, nu există un risc de pierdere a stabilității tranzitorii în situația menținerii unui nivel de încărcare sub limitele de stabilitate statică cu rezervă normată de stabilitate. Calculele realizate au constatat în simularea de scurtcircuite trifazate permanente eliminate prin acționarea corectă a protecțiilor într-un interval de 200 ms (durată eliminare defect aleasă ca referință).

Încărcarea fiecăreia dintre secțiuni la valoarea puterii limită de stabilitate statică cu rezervă normată de stabilitate nu prezintă risc de pierdere a stabilității grupurilor generatoare din SEN la solicitări de scurtcircuit trifazat simetric în RET.

1. 8 Analiza de adecvanță pe zone ale SEN

În cadrul acestui capitol este prezentată o analiză de adecvanță deterministă, la vârful de sarcină, pe zone din SEN delimitate de secțiuni caracteristice (S1-S6).

Pentru fiecare zonă este prezentat consumul la vârful de sarcină de iarnă, puterea disponibilă în unitățile de producere și limita admisibilă de transfer de putere prin secțiunea caracteristică astfel încât să fie îndeplinite criteriile de funcționare sigură a SEN. Limitele admisibile prin secțiunile caracteristice au fost calculate în cadrul studiului suport „*Studiu privind analiza condițiilor de stabilitate statică și tranzitorie și a solicitărilor la scurtcircuit în RET (2024-2028-2033)*” - Tractebel Engineering S.A. și sunt prezentate în Anexa D.

1.8.1 Secțiunea S1

Secțiunea 1 delimitează zona Oltenia excedentară din punct de vedere al raportului producție-consum este definită de următoarele linii electrice:

- LEA 400 kV Slatina-București Sud
- LEA 400 kV Urechești-Domnești
- LEA 400 kV Țânțăreni-Brad
- LEA 400 kV Țânțăreni-Sibiu Sud
- LEA 400 kV Țânțăreni (RO)-Kozlodui (BG) d.c. (1/2 circuite în funcțiune)
- LEA 220 kV Porțile de Fier-Reșița, LEA 400 kV Porțile de Fier-Reșița (linie nouă)
- LEA 400 kV Porțile de Fier (RO)-Djerdap (S)
- LEA 220 kV Urechești-Târgu Jiu
- LEA 220 kV Porțile de Fier-Reșița (d.c.)
- LEA 220 kV Craiova-Turnu Măgurele

În zona delimitată de secțiunea 1 se află RED de 110 kV Porțile de Fier II, Turnu Severin, Ișalnița, Craiova, Târgu Jiu, Reșița, Iaz, Grădiște, Drăgănești Olt.

În tabelul de mai jos sunt prezentate în **MW** consumul și puterea produsă la vârful de sarcină de iarnă (VSI), puterea disponibilă și limita admisibilă de transfer de putere prin secțiunea caracteristică pentru 2024, 2028 și 2033 .

Tabel 1.9.1

Anul	Consum	Producție	Excedent la VSI	Putere disponibilă	Limita admisibilă	Diferența între puterea disponibilă și consum
2024	952	1873	330	4252	3041	3300
2028	820	2080	4237	5057	3439	237
2033	1115	2748	1633	5461	4984	4346

Se observă că zona este excedentară, cu o diferență mare între puterea disponibilă și consumul la vârf. Valorile limitelor admisibile sunt mai mici decât diferența dintre puterea disponibilă și consum, acest lucru indicând faptul că nu se poate evacua toată puterea disponibilă din zonă.

Principalele centrale electrice din zona Oltenia sunt: CTE Turceni, CTE Rovinari, CTE Craiova, CHE Porțile de Fier I și II, hidrocentrale din amenajările Motru-Tismana, Olt, centralele eoliene din Banat, centralele fotovoltaice din Oltenia. Centralele și puterile disponibile așa cum au fost modelate pentru calculele de regimuri sunt prezentate în Anexa C4.

Limita admisibilă va crește la 2028 și 2033 datorită LEA 400 kV Porțile de Fier-Reșița și datorită trecerii la 400 kV a axului 220 kV Reșița-Timișoara-Săcălaz-Arad.

1.8.2 Secțiunea S2

Secțiunea 2 este definită de următoarele linii electrice:

-Secțiune a SEN formată din linii observabile:

- LEA 400 kV Mukacevo-Roșiori
- LEA 400 kV Nădab – Bekecsaba;
- LEA 400 kV Arad – Sandorfalva;
- LEA 220 kV Portile de Fier – Reșița d.c.;
- LEA 220 kV Urechești – Târgu Jiu Nord;
- LEA 400 kV Tântăreni – Sibiu Sud;
- LEA 400 kV Sibiu Sud – Brașov;
- LEA 400 kV Porțile de Fier – Reșița (linie nouă);
- LEA 400 kV Reșița – Pancevo;
- LEA 220 kV Stejaru – Gheorghieni;

- Partea neobservabilă a secțiunii este formată din echipamentele neobservabile:

- LEA 110 kV Turnu Severin – Toplet d.c.;
- LEA 110 kV Cărbunești – Bărbătești;
- LEA 110 kV Târgu Jiu Sud – Urechești;
- LEA 110 kV Rogojelu – Bârsănești 2;
- CT 110 kV Brădișor;
- LEA 110 kV Cugir – Orăștie derivație Silbot;
- LEA 110 kV Făgăraș – Hoghiz;
- CT 110 kV Hoghiz;
- LEA 110 kV Tușnad – Valea Crisului;
- LEA 110 kV Miercurea Ciuc – Bolovăniș;

În zona delimitată de secțiunea 2 se află RED de 110 kV din Moldova, Dobrogea, Muntenia, Argeș-Vâlcea, Brașov, Gheorghieni, Fântânele, Ungheni.

În tabelul de mai jos sunt prezentate în **MW** consumul și puterea produsă la vârful de sarcină de iarnă (VSI) și VDV, puterea disponibilă și limita admisibilă de transfer de putere prin secțiunea caracteristică pentru 2024, 2028 și 2033.

Tabel 1.9.2

Anul	Consum	Producție	Excedent la VSI	Putere disponibilă	Limita admisibilă	Diferența între puterea disponibilă și consum
2024	2737	1127	901	3638	2443	901
2028	2220	2459	4000	6220	3853	4000
2033	6417	5796	-621	10585	3513	4168

Zona este excedentară din punct de vedere al puterii disponibile, limita admisibilă este mai mică decât diferența dintre puterea disponibilă și consum.

Principalele centrale electrice din zona delimitată de secțiunea 2 sunt: CNE Cernavodă, CET Iași, CET Galați, CET din București, OMV Brazi, hidrocentrale din amenajările Bistrița, Argeș, Olt, centrale eoliene din Dobrogea și Moldova, centrale fotovoltaice din Giurgiu etc. Centralele și puterile disponibile așa cum au fost modelate pentru calculele de regimuri sunt prezentate în Anexa C4.

Limita admisibilă prin secțiune va crește la 2033 datorită LEA 400 kV Suceava-Gădălin, LEA 400 kV Stâlpul-Brașov și datorită stației 400 kV Arefu.

1.8.3 Secțiunea S3

Secțiunea 3 cuprinde Moldova, Dobrogea și o parte din Muntenia, definită de următoarele linii (V-E):

- LEA 400 kV Rahman (Medgidia Sud) (RO)-Dobrudja (BG)
- LEA 400 kV Stupina (Medgidia Sud) (RO)-Varna (BG)
- LEA 400 kV Gutinaș-Brașov
- LEA 400 kV Pelicanu-București Sud
- LEA 400 kV Gura Ialomiței-București Sud
- LEA 400 kV Suceava-Gădălin (linie nouă)-etapa 2031
- LEA 400 kV Cernavodă-Stâlpul (linie nouă)
- LEA 400 kV Gura Ialomiței-Stâlpul (linie nouă)
- LEA 220 kV Stejaru-Gheorghieni
- LEA 110 kV Slobozia Sud-Drăgoș Vodă
- LEA 110 kV Valea Călugărească-Urziceni
- LEA 110 kV Pogoanele-Jugureanu
- LEA 110 kV Râmnicu Sărat-Costieni
- LEA 400 kV Isaccea - Vulcănești

În zona delimitată de secțiunea 3 se află RED de 110 kV din Moldova, Dobrogea, Slobozia, Mostiștea.

În tabelul de mai jos sunt prezentate în **MW** consumul și puterea produsă la vârful de sarcină de iarnă (VSI), puterea disponibilă și limita admisibilă de transfer de putere prin secțiunea caracteristică pentru 2024, 2028, 2033 .

Tabel 1.9.3.

Anul	Consum	Producție	Excedent la VSI	Putere disponibilă	Limita admisibilă	Diferența între puterea disponibilă și consum
2024	2056	2860	804	5941	4701	3885
2028	1855	2307	452	7837	4695	5982
2033	2223	3345	1122	6681		4458

Se observă că zona este puternic excedentară, capacitatea de transfer a secțiunii fiind insuficientă pentru a evacua întreaga putere disponibilă (limita admisibilă este mai mică decât diferența dintre puterea disponibilă și consum).

Principalele centrale electrice din zona delimitată de secțiunea 3 sunt: CNE Cernavodă, CET Iași, hidrocentrale de pe amenajările Bistrița și Siret, centrale eoliene din Dobrogea și Moldova. Centralele și puterile disponibile așa cum au fost modelate pentru calculele de regimuri sunt prezentate în Anexa C4.

Limita admisibilă prin secțiune va crește la 2026 și 2033 datorită proiectelor de dezvoltare LEA 400 kV Smârdan-Gutinaș, LEA 400 kV Cernavodă-Gura Ialomiței-Stâlpul, trecerea la 400 kV a axului Brazi Vest-Teleajen-Stâlpul, LEA 400 kV Suceava-Gădălin, LEA 400 kV Stâlpul-Brașov.

1.8.4 Secțiunea S4

Secțiunea 4 delimitează zona Transilvania de Nord, prin următoarele linii electrice:

- LEA 400 kV Mukacevo (UA)-Roșiori (RO)
- LEA 400 kV Sibiu Sud-Iernut
- LEA 400 kV Nădab-Oradea Sud (linie nouă)
- LEA 400 kV Suceava - Gădălin (linie nouă)-etapa 2031
- LEA 220 kV Stejaru-Gheorghieni
- LEA 220 kV Cluj Florești-Alba Iulia
- LEA 110 kV Chișinău Criș-Salonta
- CT 110 kV Vașcău
- LEA 110 kV Valea Crișului-Tușnad
- CT 110 kV Hoghiz
- LEA 110 kV Copșa Mică-Mediaș
- LEA 110 kV Câmpia Turzii-Ocna Mureș-Aiud
- LEA 110 kV Câmpia Turzii-Ocna Mureș-IMA-Aiud
- LEA 110 kV Blaj-Tăuni

În zona delimitată de secțiunea 4 se află RED de 110 kV din Gheorghieni, Fântânele, Ungheni, Luduș, Cluj, Bistrița Năsăud, Baia Mare, Oradea.

În tabelul de mai jos sunt prezentate în **MW** consumul și puterea produsă la vârful de sarcină de iarnă (VSI), puterea disponibilă și limita admisibilă de transfer de putere prin secțiunea caracteristică pentru 2024, 2028 și 2033 .

Tabel 1.9.4.

Anul	Consum	Producție	Deficit la VSI	Putere disponibilă	Limita admisibilă	Diferența între puterea disponibilă și consum
2024	1391	554	827	1638	1728	247
2028	1071	1083	13	2044	1722	973
2033	1564	947	617	1535	1519	-29

Se observă că zona este deficitară, consumul fiind acoperit datorită transferului de putere din restul țării, capacitatea de transfer a secțiunii fiind suficientă.

Principalele centrale electrice din zona delimitată de secțiunea 4 sunt: CTE Iernut, hidrocentrale de pe amenajările Someș și Remeți-Munteni. Centralele și puterile disponibile, așa cum au fost modelate pentru calculele de regimuri, sunt prezentate în Anexa C4.

Zona delimitată de secțiunea 4 este deficitară și deci cea mai indicată pentru dezvoltarea unor noi capacități de producție.

Limita admisibilă în secțiune va crește la 2029 datorită LEA 400 kV Suceava-Gădălin.

1.8.5 Secțiunea S5

Secțiunea 5 delimitează zona Moldova prin următoarele linii:

- LEA 400 kV Brașov-Gutinaș
- LEA 400 kV Smârdan-Gutinaș
- LEA 400 kV d.c. (1 c.e.) Smârdan-Gutinaș (linie nouă)-etapa 2024
- LEA 400 kV Gădălin-Suceava (linie nouă)-etapa 2029
- LEA 220 kV Barboși-Focșani Vest
- LEA 220 kV Gheorghieni-Stejaru
- LEA 110 kV Râmnicu Sărat-Costieni
- CT 110 kV Liești

În zona delimitată de secțiunea 5 se află RED de 110 kV din Suceava, Iași, Vaslui, Bacău, Focșani.

În tabelul de mai jos sunt prezentate în **MW** consumul și puterea produsă la vârful de sarcină de iarnă (VSI), puterea disponibilă și limita admisibilă de transfer de putere prin secțiunea caracteristică pentru 2024, 2028 și 2033.

Tabel 1.9.5

Anul	Consum	Producție	Deficit la VSI	Putere disponibilă	Limita admisibilă	Diferența între puterea disponibilă și consum
2024	970	573	397	1276	1576	306
2028	921	723	-198	2035	1507	1114
2033	1090	1009	81	1663	725	573

Se observă că zona este în general deficitară, consumul fiind acoperit datorită transferului de putere din restul țării, capacitatea de transfer a secțiunii fiind suficientă. Pe termen lung datorită instalării centralelor electrice eoliene este posibil ca zona să devină excedentară.

Principalele centrale electrice din zona delimitată de secțiunea 5 sunt: CET Iași, hidrocentrale de pe amenajările Bistrița și Siret, centrale eoliene. Centralele și puterile disponibile așa cum au fost modelate pentru calculele de regimuri sunt prezentate în Anexa C4.

1.8.6 Secțiunea S6

Secțiunea 6 delimitează zona Dobrogea și o parte din Muntenia prin de următoarele linii:

- LEA 400 kV Medgidia Sud) (RO)-Dobrudja (BG)
- LEA 400 kV Medgidia Sud) (RO)-Varna (BG)
- LEA 400 kV Pelicanu-București Sud
- LEA 400 kV Gura Ialomiței-București Sud
- LEA 400 kV Smârdan-Gutinaș
- LEA 400 kV d.c. (1 c.e.) Smârdan-Gutinaș (linie nouă)-etapa 2024
- LEA 400 kV Cernavodă-Stâlp (linie nouă)
- LEA 400 kV Gura Ialomiței-Stâlp (linie nouă)
- LEA 220 kV Barboși-Focșani Vest
- LEA 110 kV Dragoș Vodă-Slobozia Sud
- LEA 110 kV Pogoanele-Jugureanu
- LEA 110 kV Valea Călugărească-Urziceni
- CT 110 kV Liești
- LEA 400 kV Isaccea – Vulcănești

În zona delimitată de secțiunea 6 se află RED de 110 kV din Galați, Brăila, Tulcea, Constanța, Medgidia, Slobozia, Mostiștea.

În tabelul de mai jos sunt prezentate în **MW** consumul și puterea produsă la vârful de sarcină de iarnă (VSI), puterea disponibilă și limita admisibilă de transfer de putere prin secțiunea caracteristică pentru 2024, 2028 și 2033 .

Tabel 1.9.6.

Anul	Consum	Producție	Excedent la VSI	Putere disponibilă	Limita admisibilă	Diferența între puterea disponibilă și consum
2024	1086	2287	1201	4665	4513	3579
20286	934	1584	651	5802	6152	4868
2033	1132	2335	1203	5018	3670	3886

Se observă că zona este puternic excedentară, capacitatea de transfer a secțiunii fiind insuficientă pentru a evacua întreaga putere disponibilă (limita admisibilă este mai mică decât diferența dintre puterea disponibilă și consum).

Principalele centrale electrice din zona delimitată de secțiunea 6 sunt: CNE Cernavodă, CET Galați, centrale eoliene din zona Dobrogea. Centralele și puterile disponibile așa cum au fost modelate pentru calculele de regimuri sunt prezentate în Anexa C4.

Limita admisibilă prin secțiune va crește la 2031 datorită proiectelor de dezvoltare LEA 400 kV Smârdan-Gutinaș, LEA 400 kV Cernavodă-Gura Ialomiței-Stâlp, trecerea la 400 kV a axului Brazi Vest-Teleajen-Stâlp.

1.8.7 Concluzii

Majoritatea zonelor analizate sunt excedentare în sensul că puterea disponibilă este mai mare decât consumul, proiectele de dezvoltare a RET facilitând evacuarea producției de energie electrică.

Zona delimitată de secțiunea S4 este deficitară, consumul fiind acoperit datorită transferului de putere din restul țării, capacitatea de transfer a secțiunii fiind suficientă în condițiile în care nu sunt retrase echipamente din funcționare. În situații în care sunt retrase anumite echipamente din funcționare, pot apărea congestii de rețea.

Zona delimitată de secțiunea S4 este, deci, cea mai indicată pentru dezvoltarea unor noi capacități de producție.

Realizarea LEA 400 kV Suceava-Gădălin și reconducerea LEA 220 kV Stejaru-Gheorghieni-Fântânele contribuie la creșterea capacității de transfer prin secțiune.

Zona delimitată de secțiunea S5 este în general deficitară, consumul fiind acoperit datorită transferului de putere din restul țării, capacitatea de transfer a secțiunii fiind suficientă. Pe termen lung datorită instalării centralelor electrice eoliene este posibil ca zona să devină excedentară.

Anexa 4 - Evaluarea potențialului de creștere a eficienței energetice a RET. Soluții și măsuri pentru creșterea eficienței energetice. Stabilirea calendarului de implementare a măsurilor.

12.1 Generalități

Eficiența Energetică în cadrul CNTEE Transelectrica SA are ca referință cerințele din legislația internă în concordanță cu legislația europeană în vigoare, strategii interne, după cum urmează :

- DIRECTIVA (UE) 2023/1791 A PARLAMENTULUI EUROPEAN ȘI A CONSILIULUI din 13 septembrie 2023 privind eficiența energetică și de modificare a Regulamentului (UE) 2023/955 (reformare)
- DIRECTIVA 2012/27/UE A PARLAMENTULUI EUROPEAN ȘI A CONSILIULUI din 25 octombrie 2012 privind eficiența energetică, de modificare a Directivelor 2009/125/CE și 2010/30/UE și de abrogare a Directivelor 2004/8/CE și 2006/32/CE;
- DIRECTIVA (UE) 2018/2002 A PARLAMENTULUI EUROPEAN ȘI A CONSILIULUI din 11 decembrie 2018 de modificare a Directivei 2012/27/UE privind eficiența energetică
- Legea nr. 121/2014 privind eficiența energetică cu modificările și completările ulterioare;
- Planul Național Integrat în domeniul Energiei și Schimbărilor Climatice 2021-2030, actualizat
- LEGE NR. 101 din 1 iulie 2020 pentru modificarea și completarea Legii nr. 372/2005 privind performanța energetică a clădirilor;
- Strategia CNTEE Transelectrica SA în domeniul Eficienței Energetice.

Din punct de vedere tehnologic, elementele avute în vedere la nivelul Companiei pentru promovarea măsurilor de creștere a eficienței energetice sunt:

- Reducerea cantităților de energie electrică pentru compensarea pierderilor din RET (CPT);
- Eficientizarea reglajului de frecvență și putere activă;
- Reducerea consumului de energie electrică pentru alimentarea serviciilor proprii din stațiile electrice;
- Reducerea consumului de energie pentru sediile administrative;
- Reducerea consumului de energie termică pentru clădiri (atât prin reconsiderarea instalațiilor cât și prin creșterea eficienței energetice a clădirilor);
- Reducerea consumului de carburanți pentru auto.

CNTEE Transelectrica SA are în vedere accelerarea programului de investiții atât pentru reducerea CPT (aceasta fiind direcția preponderentă de creștere a eficienței energetice, coordonat cu creșterea siguranței funcționării) dar și modernizarea și re tehnologizarea stațiilor electrice existente și a clădirilor, cu introducerea unor sisteme pentru optimizarea consumurilor din serviciile interne în scopul creșterii siguranței funcționării dar și pentru scăderea consumului de energie. Astfel, direcțiile principale de acțiune în procesul de eficientizare energetică la nivelul RET, sunt:

- Retehnologizarea și modernizarea stațiilor prin tehnologii cu nivel ridicat de fiabilitate și consumuri interne reduse.

- Realizarea de linii electrice noi sau reconducerea celor existente cu utilizarea unor materiale ce reduc pierderile Corona și/sau Joule.
- Continuarea înlocuirii flotei de transformatoare și autotransformatoare, urmărind creșterea fiabilității acestora dar și reducerea pierderilor.
- Realizarea de instalații pentru reglarea eficientă a tensiunii în SEN (bobine de compensare, dispozitive FACTS și automatizările aferente) și reducerea circulațiilor de putere reactivă.
- Realizarea unui sistem centralizat de reglare coordonată a tensiunilor din SEN, reglaj secundar și tețiar la nivel SEN și zonal;
- Dotarea stațiilor Transelectrica cu sisteme de management energetic și, acolo unde este posibil, cu panouri fotovoltaice care să furnizeze o parte din energia necesară alimentării serviciilor interne.
- Realizarea de Centrale electrice fotovoltaice (CEF) și instalații de stocare a energiei, destinate alimentării serviciilor interne din stațiile Transelectrica
- Optimizarea utilizării energiei în sediile Transelectrica (optimizarea consumurilor de energie termică și electrică în sediile Transelectrica).
- Pentru toate proiectele Companiei care vizează în principal sau implicit clădiri, se au în vedere încă din faza de proiectare măsurile necesare pentru respectarea cerințelor minime de performanță energetică a clădirilor (prin consumurile specifice pentru încălzire, climatizare, ventilare și producerea apei calde de consum).

Legea 121/2014 încadrează operatorii economici în diverse categorii din punct de vedere al consumului de energie final astfel încât, CNTEE Transelectrica SA se regăsește în categoria consumatorilor industriali cu peste 1000 tep (tone echivalent petrol), acest fapt datorându-se în cea mai mare parte consumului propriu tehnologic (CPT).

12.2 Conjunctura europeană

Sistemul Electroenergetic European se transformă rapid pentru a permite integrarea mai multor surse regenerabile, pentru a dezvolta flexibilitatea și a permite consumatorilor să joace un rol mai important. Pentru piețele de energie electrică, această tranziție înseamnă că tranzacționarea trebuie să se apropie mai mult de timpul real, adică mai aproape de livrare, respectând în același timp securitatea funcționării sistemului. Piețele naționale și regionale devin din ce în ce mai integrate spre o piață europeană comună. Noi jucători, precum agregatorii, operatorii de stocare și participanții la acțiuni de "răspuns la cerere", intră pe piață. Pe măsură ce sistemul se schimbă și integrarea avansează, este tot mai necesară promovarea unei echilibrări eficiente a sistemului energetic pentru a permite tranziția spre energie curată pentru toți europenii. Piețele de echilibrare eficiente vor asigura siguranța în alimentare la cel mai mic preț și pot aduce beneficii ecologice prin reducerea necesității de rezerve de putere activă.

ETIP SNET - Strategia UE privind Uniunea Energetică are la bază 5 dimensiuni:

- *Siguranță, solidaritate și încredere*
- *Completa integrare a pieței europene de energie*
- *Eficiența Energetică*
- *Protecția mediului și decarbonizare*
- *Cercetare, dezvoltare, inovație și competitivitate*

Buna și coordonată funcționare a pieței pe ziua dinainte și a pieței de echilibrare, reprezintă cea mai importantă cale pentru obținerea mult necesarei flexibilități, necesară în mod complementar la energia intermitentă și variabilă eoliană și solară. Pentru a obține cele mai bune rezultate, aceste piețe vor fi deschise participării nu numai generatoarelor convenționale, dar și resurselor noi de flexibilitate, cum ar fi agregarea, răspunsul la cerere și stocarea.

12.3 Proiecte de eficiență energetică

Pentru stabilirea măsurilor privind creșterea eficienței energetice, se stabilesc planuri de acțiune bazate pe procedee de audit energetic pentru procese tehnologice și pentru clădiri.

Conform prevederilor legale, Transelectrica a realizat procedurile de auditare, astfel:

- Audit energetic clădiri-etapa 1 - privește 50 de clădiri din patrimoniu. Este finalizat.
- Audit energetic clădiri-etapa a 2-a - privește 120 de clădiri din patrimoniu. Finalizat.
- Audit energetic tehnologic stații electrice pe conturul serviciilor interne din stații-etapa 1. Au fost realizate audituri pentru 3 stații din RET, urmând generalizarea măsurilor identificate pentru toate stațiile RET.
- Audit energetic pe conturul RET în baza Studiului multianual privind bilanțul energetic și CPT pe fiecare UTT și pe ansamblul RET. Este finalizat.
- Studiu privind analiza impactului înlocuirii parțiale a flotei auto existente, de la Executiv – CNTEE Transelectrica SA, cu mașini electrice. Este întocmit Caietul de Sarcini, proiectul fiind în analiza Directoratului.

La începutul anului 2020 a fost adoptată Strategia CNTEE TRANSELECTRICA SA în domeniul eficienței energetice (2020 - 2029). Aceasta prevede preluarea măsurilor rezultate în urma procedurilor de auditare în temele de proiectare ale proiectelor de investiții. În situații speciale (preponderent în zona de eficiență a clădirilor) acolo unde performanța energetică nu permite exploatarea în condiții acceptabile a clădirilor, se demarează proiecte specifice dedicate creșterii performanței energetice a clădirilor.

12.3.1 Proiectele inițiate la nivelul Companiei pentru creșterea Eficienței Energetice:

- Proiect pilot Smart Grid- *Realizarea unei soluții de smart-grid de utilizare a energiei regenerabile și stocare pentru asigurarea unei soluții de alimentare de rezervă a serviciilor interne*-Stația 400/220/110 kV Brazi Vest-în curs achiziția PT+CS.
- Realizarea de Centrale electrice fotovoltaice (CEF) și instalații de stocare a energiei, destinate alimentării serviciilor interne din stațiile Transelectrica
- Instalarea a două mijloace moderne de compensare a puterii reactive în stațiile 400/220/110/20 kV Sibiu Sud și 400/220/110/20 kV Bradu. Contract semnat pentru execuție în curs achiziția SF.

- Optimizarea reglajului de tensiune și a parametrilor de calitate a energiei electrice, prin instalarea de echipamente de tip FACTS în stațiile electrice Gutinaș, Suceava și Roșiori. Proiectul CARMEN – cofinanțat prin UE (smart grid).
- Dispozitive de control al circulațiilor de puteri active pentru LEA 220kV București Sud-Fundeni, LEA 220kV Urechești - Tg. Jiu Nord – Paroșeni - Baru Mare – Hășdat. Proiectul CARMEN – cofinanțat prin UE (smart grid).
- Modernizarea clădirilor prin mijloace de termoizolare și realizarea unor instalații în tehnologii eficiente. Urmărirea posibilității de implementare a Conceptului de Clădire Pasivă.

Totodată, sunt în curs și alte analize privind eficiența energetică precum:

- Posibilitățile de deschidere a participării la piața serviciilor de sistem nu numai a generatoarelor convenționale, dar și pentru resursele noi de flexibilitate, cum ar fi răspunsul la cerere (agregarea utilizatorilor mici disponibili pentru dispecerizare) și stocarea.

12.3.2 Proiecte de investiții care urmăresc și eficientizarea energetică

Cea mai mare parte a proiectelor de investiții la nivelul Companiei privesc creșterea indicatorilor de siguranță în funcționare și creșterea capacităților de transport (extinderi). În cadrul tuturor proiectelor de modernizare care privesc creșterea indicatorilor de siguranță în funcționare se are în vedere și creșterea eficienței energetice. Astfel de proiecte sunt clasificate pe termen scurt, mediu și lung și sunt prezentate în continuare, conform Programului de îmbunătățire a Eficienței Energetice la nivelul Companiei 2023.

12.3.2.1 Măsuri pe termen scurt

Măsurile de îmbunătățire a eficienței energetice pe termen scurt constau în execuția de lucrări de retehnologizare și modernizare a stațiilor existente, utilizând tehnologii moderne cu consumuri specifice mai reduse și performanțe funcționale superioare celor existente (spre exemplu, consumurile specifice pentru operarea noilor întrerupătoare cu SF6 sunt mai reduse și oferă timpi de comutație mai mici decât vechile întrerupătoare de tip IO), cu scopul aducerii instalațiilor la o stare tehnică și de operare superioară sau similară celei pentru care au fost proiectate. Totodată sunt avute în vedere proiecte privind creșterea eficienței energetice a clădirilor și proiecte privind eficientizarea proceselor electrice și termice din stații și clădiri.

Proiecte de investiții aflate în derulare cu PIF S2 2023 sau 2024. (care au contracte de execuție semnate):

- Modernizare stația 220/110 kV Dumbrava. Statia 220kV.
- Înlocuire Transformator nr. 4 - 250 MVA, 400/110 kV în stația 400/110 KV Drăgănești Olt.
- Retehnologizare stația Medgidia Sud 110 kV.
- Retehnologizare stația 220/110/MT kV Baru Mare.
- Reabilitare termica Cladire Anexa Bloc Comanda in statia Isaccea
- Achiziția și montajul a 21 sisteme de monitorizare pentru unitățile de transformare din stațiile CNTEE Transelectrica;

- Creșterea siguranței în funcționare a zonei de rețea Argeș-Vâlcea, realizarea stației 400 kV Arefu și montarea unui AT 400 MVA, 400/220 kV;
- Racordarea LEA 400 kV Stupina-Varna și LEA 400 kV Rahman - Dobrudja în stația 400 kV Medgidia Sud. Etapa II - LEA 400 kV d.c. Racorduri la stația Medgidia Sud;
- Marirea capacității de transport tronson LEA 400 kV București Sud - Pelicanu (8 km);
- LEA 400 kV Porțile de Fier – Reșița;
- LEA 400 kV d.c. (1c.e) Gutinaș – Smârdan;
- Stația 400 kV Stâlpu (stație nouă)+ Modernizare celule 110 kV și medie tensiune;

12.3.2.2 Măsurile pe termen mediu

Proiectele noi de investiții (au contracte de execuție semnate sau cu procedura de achiziții în curs).

Pentru aceste proiecte au început demersurile de lansare a investițiilor (achizițiilor) sau au început lucrările (cu PIF total sau parțial în 2025-2026):

- Retehnologizare stația 400 / 110 / 20 kV Smârdan;
- Retehnologizarea stației electrice de transformare 400/110 kV Pelicanu;
- Modernizare sistem de comandă-control-protecție-metering 220 kV, 110 kV în stația 220/110/20 kV și retehnologizarea medie tensiune și servicii interne c.c. și c.a. în stația 220/110/20 kV Ghizdaru;
- Modernizare stație 220/110 kV Calafat;
- Instalarea a două mijloace moderne de compensare a puterii reactive în stațiile 400/220/110/20 kV Sibiu Sud și 400/220/110/20 kV Bradu;
- Înlocuire transformatoare T1 și T2 400/110kV Constanța Nord;
- Achiziția și montajul unei bobine de compensare 100MVAR în stația Porțile de Fier 400 kV;
- Optimizarea funcționării LEA 400 kV existente în SEN folosite în interconexiune, pentru evacuare putere din CNE Cernavodă și centralele de energie regenerabilă din Dobrogea, prin montarea de sisteme de monitorizare on-line;
- LEA 400 kV Brazi Vest - Teleajen – Stâlpu;
- Extinderea stației Brazi Vest și montarea AT4 400/220 kV, 400 MVA;
- Stația 400 kV Teleajen și retehnologizare stația 110 kV;
- Mărirea capacității de transport LEA 220 kV Stejaru -Gheorgheni – Fantanele;
- Stație nouă 220 kV Ostrovu Mare;
- LEA 220 kV dublu circuit Ostrovu Mare – RET;
- Stația 400 kV Reșița;
- Proiect Pilot - Retehnologizare stația 220/110/20 kV Alba Iulia în concept de stație digitală;
- Retehnologizarea stației 400 kV Isaccea (etapa II - retehnologizare stație 400 kV);

- Modernizare stația 220/110/20 kV Fântânele;
- Creșterea gradului de siguranță în alimentarea consumatorilor din zona de nord-est a Municipiului București racordați în stația 220/110/10 kV Fundeni;
- Creșterea gradului de siguranță în alimentarea consumatorilor din zona de sud a Municipiului București racordați în stația 400/220/110/10 kV București Sud;
- Instalare trafo 3 nou 400/110kV Medgidia Sud;
- Instalare trafo 3 nou 400/110kV Smardan;
- Retehnologizare stația 110 kV Timișoara și Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Porțile de Fier - Anina - Reșița - Timișoara - Săcălaz - Arad, etapa II: Stația 400 kV Timișoara;
- LEA 400 kV d.c. Resita - Timisoara – Sacalaz;
- Centrale electrice fotovoltaice (CEF) și instalații de stocare a energiei destinate alimentării serviciilor interne din stațiile Transelectrica: FAI, Gutinaș, Roman Nord, Suceava, București Sud, Domnești, Fundeni, Ghizdaru, Gura Ialomiței, Pelicanu, Stâlp, Târgoviște, Teleajen, Brazi Vest, Turnu Măgurele, Gădălin, Stupina, Constanța Nord, Tulcea Vest, Medgidia Sud, Isaccea, Craiova Nord, Târgu Jiu Nord, Ișalnița, Calafat, Turnu Severin Est, Bradu, Iernut, Poroșeni și Peștiș (aprox 10.3MW instalați CEF);
- Proiect pilot Smart Grid Realizarea unei soluții de Smart-grid de utilizare a energiei regenerabile și stocare pentru asigurarea unei soluții de alimentare de rezervă a serviciilor interne în stația 400/220/110kV Brazi Vest;
- Sistem fotovoltaic off-grid stația 400/220/110kV Gutinaș
- Retehnologizare stația 110 kV Medgidia Sud (Contract denunțat cu Romelectro, noua estimare este 2026).

12.3.2.3 Măsurile pe termen lung

Proiecte de investiții (în curs de execuție sau de proiectare - pregătire a documentelor de achiziție).

Acestea sunt proiecte în faza de pregătire proiectare incipientă, autorizare (cu PIF total sau parțial în 2027-2028, chiar 2029) sau în curs de execuție fiind de lungă durată.

- Inlocuiri AT și Trafo în stații electrice (etapa 3), 7 AT & 8 T;
- Retehnologizare stația 400 / 110 kV Dârste;
- Modernizare stația 400/220/110 kV Urechești;
- Inlocuire Trafo 1 și Trafo 7 stația Cluj Est;
- Inlocuire Trafo 2 400/110kV stația Smardan;
- Optimizarea reglajului de tensiune și a parametrului de calitate a energiei electrice prin instalarea echipamentelor de tip FACTS în stațiile Gutinaș, Suceava și Roșiori;
- Realizare stație nouă 400/110kV Grozavești și două bobine de compensare 100MVar +LEC 400 kV s.c. Domnești - Grozavești +LEC 400 kV s.c. București Sud-Grozavești;
- Stație 220/110kV de injecție din LEA 220kV Baia Mare Iernut în RED (Dej sau Cuzdrioara);

- Statie 400/110kV Bistrita de injectie din LEA 400kV Suceava - Gadalin in RED;
- Transformator 400/110kV Calea Aradului;
- LEA 400 kV d.c. (1c.e) Constanta Nord - Medgidia Sud;
- Marirea capacitatii de transport LEA 400 kV Cernavoda - Pelicanu (53 km);
- Marirea capacitatii de transport LEA 220 kV Gutinas-Dumbrava;
- Marirea capacitatii de transport LEA 220 kV Dumbrava-Stejaru;
- Marirea capacitatii de transport LEA 220 kV Fantanele-Ungheni;
- Marirea capacitatii de transport LEA 400 kV Bucuresti Sud-Gura Ialomitei;
- Echiparea circuitului 2 pentru LEA noua 400kV Smardan-Gutinas;
- Dispozitive de control al circulatiilor de puteri active pe linii;
- Mijloace moderne de reglaj al tensiunii (SVC);
- Reconductorarea LEA 220kV Turnu Magurele-Ghizdaru;
- Reconductorarea LEA 220kV Turnu Magurele-Craiova Nord;
- Reconductorare LEA dc 220kV Bucuresti Sud-Ghizdaru;
- Instalare AT nou 220/110kV Stupărei;
- Trecerea la tensiunea de 400 kV a axului Portile de Fier - Resita - Timisoara - Sacalaz - Arad. Etapa III: LEA 400 kV d.c. Timisoara - Sacalaz - Arad + statia 400/110 kV Sacalaz + extindere stația 400 Arad:
 - LEA 400 kV d.c. Timisoara – Arad;
 - Statia 400 kV Sacalaz si retehnologizare statia 110 kV Sacalaz;
 - Extindere statie 400 kV Arad si retehnologizare statia de 110 kV Arad;
- LEA 400kV Portile de Fier - Djerdap circuitul 2;
- Realizare LEA 400kV Nadab-Graniceri circ.2 și lucrări conexe in stația 400kV Nadab;
- Montare AT nou 400/220 kV in statia Rosiori;
- Reconductorarea axului 220 kV Urechesi-Tg. Jiu Nord-Paroseni- Baru Mare-Hasdat;
- Reconductorarea LEA 220kV Portile de Fier – Resita;
- LEA 400 kV Suceava - Bălți, pentru porțiunea de proiect de pe teritoriul României.

Anexa 5 - Portofoliu de proiecte DigiTEL, care materializează viziunea Companiei în domeniul Cercetării și Inovării, Digitalizării, Smart Grid și managementul activelor

Obiectivele prevăzute a fi implementate în cadrul proiectelor fanion se referă la următoarele ținte:

- implementarea, testarea și validarea în cadrul proiectelor de modernizare a următoarelor concepte, metodologii, standarde și elemente de bună practică:
 - *conceptul de monitorizare online a condiției tehnice pentru activele critice ale Companiei (ex. unități de transformare, linii electrice etc.)*
 - *managementul activelor;*
 - *Laborator de testare tehnologii digitale și dezvoltare competențe personal;*
 - *Centrul de sănătate a activelor RET;*
 - *Concept Sisteme GIS și OMS;*
 - *conceptul de sănătate active;*
 - *conceptul de indice de risc la activele RET;*
 - *metodologia de elaborare și implementare a conceptelor Smart Grid (ex. arhitecturi, standarde de interoperabilitate, standarde de telecomunicații, interfețe clienți etc.);*
 - *conceptul de E-learning;*
 - *conceptul de Smart Building;*
 - *conceptul de realitate augmentată/virtuală;*
- instruirea și certificarea personalului pentru dezvoltarea capabilităților strategice în domeniul digitalizării;
- definirea și implementarea proiectelor cu o mare componentă de inovare și învățare (ex. proiecte de stație digitală, proiecte de modernizare infrastructură IT&C, platforma de asset management, echipamente cu impact asupra mediului etc.);
- continuarea participării în cadrul proiectelor cu finanțare nerambursabilă pentru a pregăti condițiile adoptării de noi modele, concepte și metodologii în zona operațională sau enterprise a Companiei;
- dezvoltarea în continuare a parteneriatelor cu consultanții și cu furnizorii de soluții și servicii pentru înțelegerea noilor tendințe tehnologice și manageriale care pot influența în viitor performanța Companiei.

Portofoliu de proiecte fanion sub denumirea DigiTEL:

1. „Proiect Pilot – Retehnologizare stația 220/110/20 kV Alba Iulia în concept de stație digitală” – DigiTEL Alba Iulia

Descrierea proiectului

În cadrul obiectivului de investiții „Proiect Pilot - Retehnologizare stația 220/110/20 kV Alba Iulia în concept de stație digitală” s-au definit următoarele obiecte:

- Obiectul 1 – Retehnologizarea stației Alba Iulia;
 - 1.1 Stația electrică Alba Iulia

- o 1.2 Sisteme conexe
 - GIS (Geographic Information System)
 - Sistemului fotovoltaic
 - Centrul de Sănătate Active (inclusiv Digital Twin, Realitate Augmentată)
- o 1.3 Extindere HW&SW Cloud privat
- Obiectul 2 – E-Mobility;
- Obiectul 3 – Platforma de Învățare;
- Obiectul 4 - Telecomunicații cu Hidroelectrică;
- Obiectul 5 – Laboratorul Digital.

Obiectul 1 – Retehnologizarea stației Alba Iulia

Obiectul 1.1. Stația electrică Alba Iulia

Stația de 220 kV, va fi de tip exterior, cu izolație în aer, realizată cu echipament convențional, amplasată pe suprafața dezafectată a actualei stații de 220 kV.

Stația de 110 kV va fi de tip interior, cu izolație în SF6, amplasată pe suprafața dezafectată a actualei stații de 110 kV.

Stația de 20 kV va fi amplasată în două containere

În cadrul lucrării „Proiect Pilot - Retehnologizare stația 220/110/20 kV Alba Iulia în concept de stație digitală” se va implementa modulul de condiție tehnică în acord cu arhitectura de referință Smart Grid, pentru gestionarea activelor la nivelul stației Alba Iulia, denumit „Condition Monitoring System (CMS)”. Rolul acestui modul este acela de a monitoriza „starea condiției tehnice” a echipamentelor de la nivelul stației Alba Iulia, pentru a detecta anticipat defecțiunile, cu scopul de a prelungi durata de viață a acestora. Condition Monitoring System furnizează date Centrului de sănătate active (Health Care Center) de la nivel STT Sibiu.

Clădirea nouă a blocului de comandă va fi o construcție de tip parter + 1 etaj, proiectată în conceptul unei case pasive și inteligente.

Stația 220/110/20 kV Alba Iulia va fi prevăzut cu Sistemul Integrat de Securitate.

Obiectul 1.2 Sisteme conexe

Acest obiect al proiectului este compus din următoarele sisteme:

- GIS (Geographic Information System);
- Sistemul fotovoltaic;
- Centrului de Sănătate Active.

Platforma/SW-ul de aplicații “GIS (Geographic Information System)”, respectiv platforma/SW-ul de aplicații “OMS (Outage Management System)” vor fi instalate pe infrastructura HW și SW precizată pentru „Extindere HW&SW Cloud privat tip IaaS”.

Obiectul 1.3 Extindere HW&SW Cloud privat

Având în vedere implementarea acestui proiect, se va realiza extinderea HW&SW Cloud privat tip IaaS, existent, pentru acoperirea necesităților de HW și SW de bază de procesare și stocare date, dedicat, în principal, pentru următoarele aplicații informatice la nivel de CNTEE Transelectrica/ STT Sibiu

Obiectul 2 – E-Mobility

În cadrul acestui proiect, se vor achiziționa următoarele componente ale sistemului E-Mobility: stațiile de încărcare a mașinilor electrice, dulapuri centrale cu echipamentele aferente pentru achiziția datelor de la nivelul stațiilor de încărcare, respectiv platforma de gestionare a stațiilor de încărcare.

Echipamentele sistemului care se livrează, se vor baza pe tehnologie digitală, vor fi performante și vor alcătui un sistem complet. Echipamentele hardware ale sistemului vor fi amplasate în dulapuri dedicate în următoarele locații: Stația 220/110/20 kV Alba Iulia, Sediul Central STT Sibiu, respectiv CTSI Sibiu (sediul comun cu Stația 400/220/110/20 kV Sibiu Sud). La CTSI Sibiu va fi amplasată platforma E-Mobility care va gestiona toate stațiile de încărcare din gestiunea STT Sibiu

Obiectul 3 – Platforma de Învățare

„Platforma de Învățare” în cadrul Proiectului Pilot - Retehnologizare stația 220/110/20 kV Alba Iulia în concept de stație digitală va servi personalului din cadrul CNTEE Transelectrica - STT Sibiu și „Laboratorului Digital” .

Obiectul 4 - Telecomunicații cu Hidroelectrică

În cadrul acestui capitol este prezentată soluția de telecomunicații aferentă Liniilor Electrice Aeriene (LEA) Alba Iulia - Gâlceag, respectiv Alba Iulia – Șugag, aflate în gestiunea CNTEE Transelectrica SA. Stațiile Gâlceag și Șugag se află în gestiunea HIDROELECTRICA.

Obiectul 5 – Laboratorul Digital

Laboratorul Digital, parte a obiectivului de investiții „Proiect Pilot - Retehnologizare stația 220/110/20 kV Alba Iulia în concept de stație digitală” va fi amplasat într-o clădire pusă la dispoziție de către Facultatea de Energetică din cadrul Universității Naționale de Știință și Tehnologie Politehnica București și are ca obiective:

- realizarea unui laborator cu tehnologii digitale noi, care să deservească, atât la instruirea personalului din cadrul C.N.T.E.E. Transelectrica SA, cât și al studenților de la UNSTPB;
- integrarea în procesul de învățare și/sau instruire a tehnologiilor de tip VR, AR sau Digital Twin, în scopul introducerii ulterioare, pe scară largă, în cât mai multe entități ce aparțin C.N.T.E.E. Transelectrica SA

Obiectivele preconizate a fi atinse :

obiectivele generale:

- OG1 – Creșterea siguranței în funcționare a Sistemului Energetic Național;
- OG 2 – Standardizarea soluțiilor de monitorizare al activelor RET;
- OG3 – Asigurarea interoperabilității între nivelul operațional și organizațional;
- OG 4 – Implementarea cerințelor standardelor de management al activelor;
- OG 5 – Creșterea performanței operaționale;

- obiective specifice:

- OSp 1 – Digitalizarea informațiilor necesare deciziilor de management;
- OSp 2 – Înlocuirea tuturor echipamentelor primare și secundare;
- OSp 3 – Implementarea conceptelor de „Indice de sănătate” și ”Indice de risc”;

- OSp 4 – Aplicarea prevederilor standardelor Smart Grid;
- OSp 5 – Implementarea Laboratorului de Testare și Validare a Performanței pentru echipamente și tehnologii digitale, în colaborare cu UNSTPB;
- OSp 6 – Optimizarea cheltuielilor pe durata de viață a activului monitorizat prin implementarea conceptului de Centru Sănătate Active CNTEE Transelectrica SA la nivelul STT Sibiu;
- OSp 7 – Implementarea conceptului de clădire digitală;
- OSp 8 – Reducerea emisiilor de CO₂ prin implementarea conceptului de E-Mobility;
- OSp 9 – Implementarea conceptelor de Geografical Information System (GIS) și Outage Management System (OMS) la nivelul STT Sibiu;
- OSp 10 – Optimizarea activităților de instruire la nivelul STT Sibiu prin implementarea conceptului de Platformă de Învățare.

Efectul pozitiv previzionat prin realizarea obiectivului de investiții:

- creșterea siguranței în funcționare a instalațiilor prin acțiuni care vizează:
 - optimizarea schemei electrice primare;
 - modernizarea echipamentului energetic primar și secundar;
 - asigurarea teleconducerii întregii stații de la nivelul centrelor de dispecer centrale și teritoriale;
- îmbunătățire securitate personal;
- creșterea calității serviciului de transport al energiei electrice;
- îmbunătățirea serviciilor pentru utilizatorii rețelei electrice de transport;
- scăderea costurilor de operare și mentenanță;
- îmbunătățirea performanței energetice a stației;
- îmbunătățirea capabilitatilor operaționale necesare implementării standardelor asociate managementului activelor și rețelelor inteligente;
- îmbunătățirea timpilor de răspuns în identificarea și remedierea neconformităților apărute;
- îmbunătățirea managementului riscurilor asociate operării și mentenanței stației;
- reducerea impactului asupra mediului prin utilizarea de echipamente și tehnologii moderne;
- dezvoltarea competențelor specifice necesare digitalizării proceselor.

Durata de realizare a investiției este de 62 de luni (18 luni SF+CS / 44 luni contract la cheie).

Stadiul actual al proiectului

Proiect Pilot DigiTEL – „Retehnologizare stația 220/110/20 kV Alba Iulia în concept de stație digitală” se află în stadiul de procedură de achiziție publică pentru execuție lucrări (proiectare, faza Proiect Tehnic de execuție, furnizare echipamente, execuție lucrări).

2. Proiect pilot DigiTEL Green – „Retehnologizare stația 220/110/20 kV Mostiștea în concept de stație digitală și cu impact redus asupra mediului”

Proiectul pilot “DigiTEL Green – Retehnologizare stația 220/110/20 kV Mostiștea în concept de stație digitală și cu impact redus asupra mediului” reprezintă un proiect fanion la nivel de Companie în domeniul stațiilor electrice digitale și sustenabile.

Acesta reunește același set de tehnologii digitale care vor fi implementate prin intermediul proiectului pilot de stație digitală Alba Iulia și va extinde infrastructura creată prin intermediul acestuia.

Prin intermediul proiectului Mostiștea vor fi implementate în premieră în cadrul RET, tehnologia non-SF6 la nivelul aparatajului primar, ce folosește gaze cu emisii reduse în proporție de 99% față de tehnologiile convenționale. Iar totodată, atât unitățile de transformare vor utiliza uleiuri naturale, în locul celor minerale, iar clădirile din cadrul stației vor fi eficiente energetic, de tipul nZEB. De asemenea, această retnologizare va urmări principiile conceptului de economie circulară pe întreg lanțul de implementare, în vederea susținerii gradului de sustenabilitate al acesteia.

Pe lângă tehnologiile asociate conceptelor de stație digitală și sustenabilă, în cadrul proiectului Mostiștea vor fi implementate pentru prima dată în cadrul RET și tehnologii de asistență și supraveghere tehnică robotizată, utilizând sisteme de Inteligență Artificială prin intermediul roboților fizici și al dronelor.

Principalele beneficii estimate a fi atinse prin intermediul implementării acestui proiect, se numără:

- Economii rezultate prin reducerea costurilor de exploatare și mentenanță;
- Economii rezultate prin îmbunătățirea performanței de funcționare a stației;
- Economii rezultate prin îmbunătățirea calității serviciului de transport;
- Îmbunătățirea siguranței în exploatarea instalațiilor;
- Îmbunătățirea performanței operaționale necesare implementării standardelor asociate managementului activelor și rețelelor inteligente;
- Reducerea timpilor de răspuns în identificarea și abordarea neconformităților;
- Îmbunătățirea managementului riscului asociat cu exploatarea și mentenanța stației;
- Reducerea impactului asupra mediului prin utilizarea echipamentelor și tehnologiilor sustenabile.

Principalele obiective estimate a fi atinse prin intermediul implementării acestui proiect, se numără:

Obiective generale:

- OG 1 - Creșterea siguranței în funcționare a Sistemului Energetic Național;
- OG 2 – Standardizarea soluțiilor de monitorizare a activelor RET;
- OG 3 – Asigurarea interoperabilității între nivelul operațional;
- OG 4 – Implementarea cerințelor standardelor de management al activelor;
- OG 5 – Creșterea performanței operaționale;
- OG 6 – Implementarea conceptului de sustenabilitate în domeniul stațiilor electrice*;
- OG 7 – Implementarea politicilor de mediu agreate la nivelul UE.

Obiectivele specifice:

- OSp 1 – Digitalizarea informațiilor necesare deciziilor de management;
- OSp 2 – Implementarea conceptului „Indice de sănătate”;
- OSp 3 – Implementarea conceptului „Indice de risc”;
- OSp 4 – Implementarea conceptului „Determinare statistică a duratei de viață”;
- OSp 5 – Aplicarea prevederilor standardelor Smart Grid și Asset Management (ISO 55000);
- OSp 6 – Îmbunătățirea performanțelor personalului în luarea deciziilor legate de operarea, mentenanța, modernizarea sau înlocuirea activelor;
- OSp 7 – Optimizarea cheltuielilor pe durata de viață a activului monitorizat;
- OSp 8 – Implementarea conceptului de proiectare digitală avansată atât în cadrul laboratorului DigiTEL Smart Lab cât și la entitatea organizatorică responsabilă cu proiectarea din cadrul Companiei;
- OSp 9 – Analiză critică a soluțiilor proiectului pilot de „Retehnologizare stația electrică 220/110/20 kV Alba Iulia în concept de stație digitală” și extinderea sau upgradarea lor în cadrul proiectului de retnologizare a stației Mostiștea;
- OSp 10 – Adoptarea conceptelor inovatoare referitoare la reducerea impactului asupra mediului asociată tehnologiilor, echipamentelor, soluțiilor utilizate în cadrul proiectului;
- OSp 11 – Introducerea soluțiilor de asistență robotizată în actul de supraveghere și control în instalații;
- OSp 12 – Implementarea în cadrul stației Mostiștea și a laboratorului „DigiTEL Smart Lab” a conceptului de „Camera de comanda a viitorului”;
- OSp 13 – Implementarea conceptului de proiectare digitală avansată în cadrul laboratorului digital și la Companie;
- OSp 14 – Implementarea conceptului de BIM (Building Information Modelling) în cadrul stației Mostiștea, a laboratorului digital și la Companie;
- OSp 15 – Adoptarea celor mai bune practici internaționale în operaționalizarea conceptului Industry 4.0.

Durata de realizare a investiției este de 48 de luni (15 luni SF+CS / 7 luni organizare licitație / 26 luni contract la cheie).

Stadiul actual al proiectului: Proiectul pilot “DigiTEL Green – Retehnologizare stația 220/110/20 kV Mostiștea în concept de stație digitală și cu impact redus asupra mediului” se află în stadiul de achiziție publică pentru servicii de proiectare SF + CS (etapa de analiză oferte).

3. Proiect pilot – DigiTEL 3D LineVision (scanare Lidar obiective TEL)

Proiectul are drept scop testarea noilor tehnologii LiDAR (Light Detection and Ranging), RGB (Red, Green, Blue) și infraroșu precum și evaluarea beneficiilor aduse de către aceste tehnologii în cazul unei aplicări la scară largă în Rețeaua Electrică de Transport.

Obiective generale:

- testarea noilor tehnologii, înțelegerea și adoptarea de standarde geospațiale;
- creșterea siguranței prin limitarea intervenției umane;
- asigurarea scalabilității prin gestionarea mai multor active cu un număr redus de tehnicieni;
- reducerea sau eliminarea timpului de oprire a activității;
- testarea și validarea tehnologiilor în mediul operațional real;
- instruirea și perfecționarea personalului

Obiective Specifice:

Testarea noilor tehnologii LiDAR (Light Detection and Ranging) și RGB (Red, Green, Blue) precum și evaluarea beneficiilor aduse de către aceste tehnologii în cazul Rețelei Electrice de Transport:

- LEA 220 kV Mintia - Timișoara: stâlpii 367 – 386;
- LEA 220 kV Reșița - Timișoara: stâlpii 17 – 42;
- LEA 220 kV Timișoara – Arad/Timișoara – Săcălaz: stâlpii 1 – 40 – zona de dublu circuit până la racordul Săcălaz;
- Stația 220/110 kV Hășdat;
- LEA 400 kV Cernavodă – Stâlp: stâlpii 19 – 22 – traversare Dunăre și stâlpii 57 – 60 – Traversare braț Borcea, (porțiunea de traversare a Dunării.

Beneficii:

Principalele potențiale beneficii aduse de către această tehnologie sunt:

- reducerea timpului de inspecție cu până la 90%;
- reducerea costurilor cu inspecțiile aeriene cu până la 90%;
- creșterea siguranței prin limitarea intervenției umane;
- creșterea eficienței inspecțiilor aeriene prin acoperirea unui areal mai mare, comparativ cu metodele terestre clasice;

Alte beneficii

- instruirea și perfecționarea personalului Transelectrica privind administrarea și operarea datelor spațiale;
- suport tehnic C.N.T.E.E. Transelectrica S.A. privind adoptarea de standarde, metodologii și ghiduri de bună practică din domeniul inspecțiilor aeriene.

Durata de implementare și valoarea estimată

Durata de implementare a Proiectului Pilot este de 48 de luni (06.10.2021-06.10.2025).

“DigiTEL – 3D LineVision este un proiect desfășurat cu forțe proprii.

Stadiul actual al Proiectului

Proiectul Pilot „DigiTEL – 3D LineVision” este în curs de derulare. În prezent sunt realizate scanările pe LEA vizate de acest proiect.

4. Proiect pilot DigiTEL Smart Vision – „Creșterea siguranței în activitățile de operare și mentenanță din stația Domnești prin folosirea tehnologiilor digitale”

Proiectul pilot „DigiTEL – Smart Vision” – Creșterea siguranței în activitățile de operare și mentenanță din stația Domnești prin folosirea tehnologiilor digitale, își propune implementarea tehnologiilor de Realitate Augmentată, Realitate Virtuală și Digital Twin la nivelul RET, pentru prima dată în mediul real de operare pe întregul set de echipamente și instalații al unei stații electrice.

Implementarea unui sistem de Realitate Augmentată în stația electrică 400/110/20 kV Domnești va conduce la reducerea riscului de erori umane printr-o asistență constantă în activitățile de exploatare ale echipamentelor și instalațiilor. Un astfel de sistem, va cuprinde o bază de date ce va permite printr-o simplă scanare cu ajutorul tabletei a unui subansamblu (ex. unitate de transformare, echipament primar, echipament secundar), din cadrul stației să ofere informații în timp real legat de starea acestuia, un istoric al evenimentelor, documente suport, rapoarte, grafice, 3D digital twin (tur virtual 3D) dar și sugestii cu privire la acțiunile necesare a fi luate în vederea menținerii unui nivel de „sănătate” ridicat pentru acesta.

Prin utilizarea sistemului este posibilă efectuarea tuturor acestor acțiuni, și suplimentar posibilitatea de asistență tehnică de către un expert aflat la distanță care poate susține activitatea de exploatare a personalului aflat la fața locului.

Principalele beneficii estimate a fi atinse prin intermediul implementării acestui proiect, se numără:

- scăderea riscului de erori umane în exploatarea echipamentelor;
- eficientizarea procesului de lucru al personalului operativ;
- creșterea competențelor digitale pentru personal;
- scăderea timpului necesar investigării condiției tehnice a activelor.
- accesibilitate ușoară de pe smartphone, tabletă, laptop sau ochelari inteligenți la documentația necesară activității (proceduri/ instrucțiuni tehnice) și totodată la rapoarte și grafice furnizate automat de către sistemul AR;
- instruire la fața locului a personalului implicat în activități de exploatare;
- completarea rapoartelor și registrelor direct în sistemul AR la fața locului;
- îmbunătățirea procesului de învățare a activităților specifice din stația electrică.

Principalele obiective estimate a fi atinse prin intermediul implementării acestui proiect, se numără:

Obiective generale:

- OG 1 – Asigurarea disponibilității ridicate a activelor din RET;
- OG 2 – Instruirea și pregătirea personalului operativ cu privire la efectuarea anumitor operațiuni;
- OG 3 – Posibilitate de operare asistată de experți aflați la distanță

Obiectivele specifice:

- OSp 1 – Accesul rapid la informații și caracteristici tehnice ale echipamentelor și instalațiilor;
- OSp 2 – Vizualizarea augmentată a subansamblelor componente din interiorul echipamentelor și instalațiilor;
- OSp 3 – Colectarea tuturor informațiilor referitoare la echipamente și instalații, într-o singură bază de date cu acces rapid la procedurile de exploatare;
- OSp 4 – Accesul facil cu ajutorul dispozitivelor inteligente;
- OSp 5 – Dezvoltarea competențelor de asistență tehnică de la distanță pentru experți.

Durata de realizare a investiției este de 9 luni (3 luni proiectare PTE / 6 luni execuție).

Stadiul actual al proiectului: Proiectul pilot „DigiTEL – Smart Vision” – Creșterea siguranței în activitățile de operare și mentenanță din stația Domnești prin folosirea tehnologiilor digitale se află în stadiul de execuție.

5. Proiect Pilot DigiTEL Power Lines of the Future – “Trecerea LEA 400 kV Isaccea – Tulcea Vest de la simplu circuit la dublu circuit”

Descriere generală

Proiectul DigiTEL Power Lines of the Future va realiza trecerea de la simplu la dublu circuit a LEA 400 kV Isaccea – Tulcea Vest **utilizând stâlpi tubulari**. La faza de proiectare se vor stabili cerințele tehnice pentru stâlpi, astfel încât aceștia să fie optimizați din punct de vedere al dimensiunilor și suprafețelor ocupate, și să aibă un design inovator, materiale sustenabile cu amprenta de carbon scăzută, design cu un aspect vizual inovator.

Construcția noi linii dublu circuit LEA 400 kV Isaccea – Tulcea Vest **se va realiza folosind amplasamentele existente** ale stâlpilor aferenți liniei de simplu circuit, fără a fi necesară ocuparea de suprafețe de teren suplimentare pe majoritatea liniei.

În cadrul proiectului vor fi testate și validate în RET tehnologiile de ultimă oră în domeniul:

- Supravegherii autonome a LEA folosind drone;
- Sistemelor de monitorizare LEA;
- Dotarea personalului TEL (proiectare, operare și cercetare-inovare) cu echipamente și dispozitive avansate pentru determinarea condiției tehnice;
- Soluții avansate de învățare pentru personal prin îmbunătățirea platformei de învățare E-learning existentă din cadrul DigiTEL Lab.

Obiective generale, preconizate a fi atinse:

- OG1. Creșterea capacității de transfer de energie în vederea integrării producției de energie din surse regenerabile din zona Dobrogea;
- OG2. Asigurarea disponibilității ridicate a activelor din RET;
- OG3. Întărirea RET și creșterea eficienței în funcționare a RET;
- OG4. Creșterea flexibilității în funcționare;
- OG5. Instruire personal simultan cu acțiunile de modernizare / introducere noi tehnologii;
- OG6. Creșterea observabilității condiției tehnice LEA prin folosirea dronelor autonome.

Efectul pozitiv previzionat prin realizarea obiectivului de investiții:

- Creșterea capacității de transfer a rețelei;
- Digitalizarea elementelor de rețea prin monitorizare inteligentă;
- Dezvoltarea capacităților de proiectare existente în Companie.

Proiectarea, testarea, omologarea și montarea stâlpilor tubulari vor aduce următoarele beneficii:

- Impact redus asupra mediului;
- Reducere suprafețe de teren ocupate;
- Durată de viață ridicată (peste 70 ani);
- Mentenanță redusă în exploatare;
- Amprentă de carbon scăzută prin procese de fabricație și materiale sustenabile;
- Timpi scăzuți de instalare infrastructură în caz de dezastre;
- Reducerea acțiunilor de vandalism etc.

Durata de realizare a investiției este de 50 de luni (12 luni SF+CS / 8 luni organizare licitație, 30 luni contract la cheie).

Stadiul actual al proiectului: Proiectul se află la etapa de întocmire temă de proiectare și caiet de sarcini pentru achiziția serviciilor de proiectare.

6. Proiect DigiTEL Smart Lines – „Optimizarea funcționării LEA 400 kV existente în SEN, folosite în interconexiune și pentru evacuare putere din centrala nucleară Cernavodă și centralele de energie regenerabilă din Dobrogea, prin montarea de sisteme de monitorizare on-line (tip Smart Grid)”

Descriere generală

Proiectul DigiTEL Smart Lines urmărește achiziția și montarea sistemelor de monitorizare on-line în vederea creșterii siguranței în funcționare a LEA, creștere ce se va realiza prin diagnoza și estimarea on-line a stării tehnice a liniilor electrice aeriene pe baza datelor achiziționate on-line și operaționalizarea conceptului Rating Dinamic - Dynamic Line Rating (DLR).

Obiectivul DLR (Ratingului Dinamic) este de a furniza Operatorului de Transport și de Sistem informații precise și în timp real care să permită o mai bună utilizare a capacității de transport de energie a LEA și mărirea acesteia funcție de condițiile meteo actuale, reducerea riscului și creșterea fiabilității și eficienței în funcționare a acesteia.

Obiectul proiectului îl constituie **23 linii electrice aeriene de 400 kV**, dintre care 13 linii de transport și de evacuare putere din Cernavodă și centralele de energie regenerabilă către zona Moldovei și București și 10 linii de interconexiune.

Obiectivele preconizate a fi atinse :

Obiective generale:

- OG 1 – Asigurarea disponibilității ridicate a activelor din RET;
- OG 2 – Creșterea flexibilității în funcționare;
- OG 3 – Realizarea optimizării costurilor.

Obiective specifice:

- OSp 1 – Digitalizarea informațiilor necesare deciziilor de management;
- OSp 2 – Aplicarea prevederilor standardelor Smart Grid;
- OSp 3 – Îmbunătățirea performanțelor personalului în luarea deciziilor legate de operarea, mentenanța, modernizarea sau înlocuirea activelor;
- OSp 4 – Optimizarea cheltuielilor pe durata de viață a activului monitorizat;
- OSp 5 – Implementarea conceptului „Indice de sănătate”;
- OSp 6 – Implementarea conceptului „Indice de risc”;
- OSp 7 – Implementarea conceptului „Determinare statistică a duratei de viață”.

Efectul pozitiv previzionat prin realizarea obiectivului de investiții:

- Obținerea în timp real a datelor despre parametrii de funcționare și de stare ai LEA;
- Corelarea dintre gradul de încărcare reală a LEA, capacitatea proiectată de încărcare și condițiile meteo;
- Furnizarea de avertisment în avans în cazul unor probleme de funcționare în apropiere sau peste limitele admise (forțe de tracțiune aproape de limită, săgeată a conductorului peste limita admisă, galopare alarmantă);
- Timp de reacție rapid pentru situații neprevăzute și capacitate crescută de reacție la intemperii;
- Eliminarea intervențiilor inutile și adesea riscante;
- Întreruperi minime în RET;
- Crearea unei baze de date în vederea aprecierii stării tehnice și a duratei tehnice de viață a LEA;
- Alinierea la cele mai noi reglementări în ceea ce privește fiabilitatea instalațiilor de transport energie electrică în vederea îmbunătățirii funcționării RET existente, creșterea fiabilității și a siguranței SEN.

Alte avantaje ale instalării unor echipamente de monitorizare on-line **utilizând DLR** sunt:

- Creșterea capacității de transport a LEA (cu aplicabilitate maximă în special pe liniile de interconexiune);
- Evitarea costurilor aferente întăririlor de LEA (reconductorări, înlocuiri de stâlpi, LEA noi etc);
- Amânarea unor lucrări de modernizare;
- Evitarea costurilor de congestie;
- Creșterea bunăstării sociale prin accesul la energie mai ieftină;
- Vizibilitate îmbunătățită asupra funcționării LEA și a riscurilor.

Durata de implementare a proiectului este de 28 luni.

Stadiul actual al proiectului: La momentul actual, proiectul se află la etapa de execuție, urmând a fi instalat sistemul de monitorizare pe prima LEA.

7. Proiect DigiTEL Trafo Expert – „Achiziția și montajul a 21 de sisteme de monitorizare integrate pentru unitățile de transformare din stațiile CNTEE Transelectrica SA”

Proiectul **DigiTEL Trafo Expert** contribuie la realizarea următoarelor **obiective**:

Obiective generale:

- OG 1 – Asigurarea disponibilității ridicate a activelor din RET;
- OG 2 – Creșterea flexibilității în funcționare;
- OG 3 – Realizarea optimizării costurilor.

Obiective specifice:

- OSp 1 – Creșterea capacității de răspuns la apariția unor evenimente cu impact deosebit asupra securității și funcționării RET;
- OSp 2 – Creșterea intervalului de timp programat pentru execuția unora dintre lucrările de mentenanță preventive la unitățile de transformare monitorizate și reducerea costurilor pe tipuri de intervenții;
- OSp 3 – Reducerea numărului de incidente prin anticiparea bazată pe date reale a vulnerabilității schemei normale.

Beneficiile rezultate în urma executării proiectului:

- creșterea intervalului de timp programat pentru execuția unora dintre lucrările de mentenanță preventivă la unitățile de transformare monitorizate și reducerea costurilor pe tipuri de intervenții;
- reducerea numărului de incidente prin anticiparea bazată pe date reale a vulnerabilităților schemei normale;
- contribuție la menținerea în exploatare a unităților de transformare monitorizate cu durata normală de funcționare expirată;
- reducerea costului energiei nelivrate ca urmare a scoaterii din funcțiune a transformatoarele de putere monitorizate pentru operații de mentenanță sau înlocuire;
- achiziția datelor în cadrul procesului de monitorizare permite implementarea unei structuri total redundante de obținere a datelor, cu implicații majore asupra verificării și eliminării datelor eronate și respectiv a deciziilor bazate pe acestea;

Durata de implementare a proiectului este de 42 luni.

La momentul actual a fost finalizată etapa I a proiectului, etapa a II-a și etapa a III-a urmând a fi realizat PIF.

8. DigiTEL Next-Gen Power Grid – “Optimizarea activităților de exploatare din stațiile CNTEE Transelectrica SA prin utilizarea tehnologiei Digital Twin și a sistemelor robotice autonome”

Descriere generală

Proiectul **“DigiTEL Next-Gen Power Grid** își propune în primă fază transformarea informațiilor nestructurate într-un activ digital inteligent. Operatorul de sistem va avea

posibilitatea să vizualizeze, să construiască și să gestioneze sistemele electrice complexe, asigurând o funcționare sigură și eficientă pe tot parcursul ciclului de viață.

Implementarea unui sistem de digital twin, respectiv a dronelor și roboților autonomi în stațiile rețehnologizate CNTEE Transelectrica SA va conduce la reducerea erorilor umane prin suport în activitățile de exploatare/mentenanță ale echipamentelor și instalațiilor. Acest lucru se va realiza prin intermediul unor mijloace digitale moderne, mult mai precise și mai automatizate decât mijloacele convenționale folosite în prezent.

În vederea unor modernizări/rețehnologizări viitoare, modelul BIM al stațiilor electrice va fi utilizat pentru proiectare, construcție și întreținerea post-exploatare.

În comparație cu abordările tradiționale de inspecție care pot presupune utilizarea elicopterelor, sistemele autonome au un impact mai scăzut asupra mediului, sunt mai eficiente din punct de vedere energetic și generează mai puține emisii.

Obiectivele preconizate a fi atinse:

Obiective generale:

- OG1 – Instruirea și pregătirea personalului operativ cu privire la proiectare digitală, operare drone și utilizare Digital Twin;
- OG 2 – Standardizarea soluțiilor de monitorizare al activelor RET;
- OG 3 – Asigurarea disponibilității ridicate a activelor din RET;

Obiective specifice:

- OSp.1 – Accesul rapid la informații și caracteristici tehnice ale echipamentelor și instalațiilor cu ajutorul dispozitivelor inteligente;
- OSp.2 – Vizualizarea augmentată a subansamblelor componente din interiorul echipamentelor și instalațiilor;
- OSp.3 – Colectarea tuturor informațiilor referitoare la echipamente și instalații într-o singură bază de date cu acces rapid la procedurile de mentenanță și exploatare;
- OSp.4 – Dezvoltarea competențelor de asistență tehnică de la distanță de către experți;
- OSp.5 – Îmbunătățirea activității de inspecție a stației;
- OSp.6 – Digitalizarea informațiilor necesare deciziilor de management;
- OSp.7 – Îmbunătățirea performanțelor personalului în luarea deciziilor legate de mentenanța, modernizarea sau înlocuirea activelor;

Efectul pozitiv previzionat prin realizarea obiectivului de investiții:

- Prolungirea duratei de viață a echipamentelor prin utilizarea senzorilor și a tehnologiei IoT (Internet of Things);
- Optimizarea procesului de mentenanță prin colectarea eficientă a datelor despre starea echipamentelor electrice;
- Reducerea riscurilor pentru personalul operativ implicat în activitatea de exploatare curentă a stației;
- Reducerea erorilor umane prin efectuarea inspecției aeriene cu ajutorul dronelor autonome;
- Impact mai scăzut asupra mediului, dronele fiind mai eficiente din punct de vedere energetic comparativ cu metodele clasice de inspecție aeriană;

- Adaptarea continuă la modificările survenite în starea și structura echipamentului cu ajutorul Digital Twin;
- Funcționarea sigură și eficientă pe tot parcursul ciclului de viață a sistemelor electrice complexe prin gestionarea și operarea acestora într-o platformă dedicată Digital Twin.

Durata de implementare a proiectului este de 27 luni.

Stadiul actual al proiectului: La momentul actual, proiectul se află la etapa de întocmire Caiet de Sarcini pentru achiziția serviciilor de proiectare, furnizare echipamente, execuție lucrări.

Portofoliu de proiecte europene de cercetare și inovare:

Acest tip de proiecte au la bază concepte sau idei din zona de cercetare-inovare și sunt puse în practică prin proiecte finanțate din fonduri europene prin axa Horizon 2020, CEF din cadrul Comisiei Europene.

1. Proiectul de Interes Comun CARMEN (Carpathian Modernization of Energy Network)

C.N.T.E.E. „Transelectrica” – S.A., Delgaz Grid S.A. și Elektroenergien Systemen Operator EAD, Operatorul de Transport și de Sistem din Bulgaria, în calitate de Parteneri activi în cadrul Proiectului, vor face demersuri pentru obținerea finanțării Proiectului, sub forma unei aplicații unice ce va fi depusă în cadrul apelului / apelurilor de propuneri care vor fi lansate în anul 2024 prin CEF.

În cadrul Proiectului CARMEN, C.N.T.E.E. „Transelectrica” – S.A. va beneficia de fonduri nerambursabile pentru următoarele Obiective de investiții:

- „Optimizarea reglajului de tensiune și a parametrilor de calitate a energiei electrice prin instalarea echipamentelor de tip FACTS în stațiile Gutinaș, Suceava și Roșiori;
- „Modernizarea și mărirea capacității de transport a LEA 220 kV: Fântânele – Ungheni, Dumbrava – Stejaru și Gutinaș - Dumbrava”;
- „Platformă națională de Sincrofazori, conectată la Platforma Internațională pentru schimb Date Sincrofazori (IPDE);
- „Instalații pentru reglajul circulațiilor de putere activă cu scopul limitării congestiilor din RET”;
- Modul EMS SCADA - Sistem automat de reglare a tensiunii și puterii reactive.

Efectul pozitiv previzionat prin realizarea obiectivului de investiții:

Principalele obiective ale proiectului vizează modernizarea și digitalizarea rețelei de transport și distribuție a energiei electrice, participând la îmbunătățirea:

- stabilității și capacității rețelei de a integra energia produsă din surse regenerabile prin modernizarea echipamentelor în funcțiune;
- reglajului de tensiune coordonat la nivelul rețelelor de transport și distribuție;
- calității și cost-eficienței serviciilor oferite clienților;
- securității și flexibilității rețelei, prin introducerea tehnologiei Demand Side Management;

- gestionării rețelelor prin schimb de date și implementarea funcționalităților Smart Grid;
- interconexiunii cu infrastructura de transport, prin creșterea securității, flexibilității și calității rețelei de distribuție în regiune;
- monitorizarea stării sistemului interconectat în timp real, prin fluxurile de putere activă și reactivă atât pe liniile de interconexiune, cât și pe linii interne.

Beneficiile anticipate de implementarea Proiectului pot fi evidențiate în trei categorii majore:

1. Beneficii economice și societale:

- Reducerea costurilor de operare și mentenanță;
- Reducerea pierderilor de energie electrică;
- Creșterea eficienței serviciilor prin implementarea tehnologiilor smart grid;
- Creșterea gradului de interconectivitate concretizată în siguranță, disponibilitate și flexibilitate la nivelul infrastructurii naționale și europene de transport și distribuție;
- Creșterea nivelului de observabilitate a rețelei transfrontaliere și a capacității operaționale la nivelul conducerii prin dispecer.

2. Beneficii pentru clienți / prosumatori:

- Îmbunătățirea indicatorilor de calitate a rețelei de energie electrică;
- Implementarea tehnologiei Demand Side Management în vederea analizei și optimizării consumului de electricitate;
- Creșterea capacității de preluare a energiei din surse regenerabile, inclusiv energia de la prosumatori;
- Automatizarea rețelei de distribuție prin integrarea în SCADA și implementarea reglajului primar de tensiune și putere reactivă.

3. Beneficii de mediu:

- Reducerea emisiilor prin modernizarea și digitalizarea infrastructurii de transport al energiei electrice;
- Asigurarea capacității de preluare a energiei din surse regenerabile;
- Implementarea tehnologiilor non-poluante, de ultimă generație, din categoria Best Available Technologies;
- Creșterea sustenabilității rețelei pe termen lung prin înlocuirea echipamentelor primare uzate tehnic.

Durata estimată a proiectului : 36 luni

Stadiul actual al proiectului

Proiectul CARMEN a fost inclus pe prima lista a Uniunii de proiecte de interes comun (PCI) și proiecte de interes mutual (PMI) în temeiul Regulamentului (UE) nr. 2022/869 TEN-E revizuit, care a fost adoptat de Comisia Europeană la 28 noiembrie 2023.

În urma controlului în curs de către Parlamentul European și Consiliu, lista este de așteptat să intre în vigoare la sfârșitul lunii aprilie a anului 2024.

Acorduri de colaborare:

1. Acord de colaborare în domeniul Cercetării & Inovării „DigiTEL – Advanced 3D Substation Design”

Scopul acordului îl reprezintă colaborarea dintre CNTEE Transelectrica SA și Entegra GMBH (Primtech 3D), având drept scop principal testarea noilor tehnologii Digital Twin și Proiectare Digitală Avansată pentru stații electrice, precum și evaluarea beneficiilor aduse de către aceste tehnologii și soluții în cazul aplicării pe scară largă în Rețeaua Electrică de Transport din România.

Implementarea Proiectului creează beneficii mutuale ambilor parteneri, precum:

- creșterea siguranței în exploatare prin limitarea intervenției umane;
- asigurarea scalabilității soluțiilor;
- reducerea sau eliminarea timpului de oprire a activității;
- completarea bazelor de date prin digitalizarea și modelarea 3D a activelor;
- împărtășirea comună de informații pentru îmbunătățirea procedurilor de exploatare, inspecție și proiectare a instalațiilor;
- testarea de platforme Digital Twin cu aplicabilitate reală;
- schimb de cunoștințe prin vizite tehnice, pentru a învăța despre noile tehnologii inovatoare aplicabile în cadrul stațiilor electrice;
- posibilitatea de a dezvolta o bază de încredere pentru viitoare POC-uri (proiecte Proof of Concept);
- instruirea și perfecționarea personalului Transelectrica privind operarea unor soluții de Digital Twin și Proiectare Digitală Avansată 3D;
- suport tehnic în adoptarea de standarde, metodologii și ghiduri de bună practică din domeniul Digital Twin și Proiectare Digitală Avansată 3D;
- organizarea de sesiuni de prezentare din portofoliul de proiecte și soluții în domeniul cercetării și inovării la sediile partenerilor;
- posibilitatea de a prezenta atât avantajele soluțiilor de Digital Twin, Realitate Virtuală și Proiectare Digitală Avansată 3D și a metodei de lucru aplicate pentru utilizarea în exploatare, cât și rezultatele obținute în cadrul convențiilor, simpozioanelor științifice, articolelor științifice și publicațiilor de profil (CIGRE, IEEE etc.).

2. Acord de colaborare în domeniul Cercetării și Inovării “DigiTEL – 3D Line Vision”

Obiectul acestui acord este reprezentat de colaborarea dintre CNTEE Transelectrica SA și Skyline Drones SRL în scopul testării noilor tehnologii LiDAR (Light Detection Ranging), RGB (Red, Green, Blue) și infraroșu, precum și evaluarea beneficiilor aduse de către aceste tehnologii în cazul unei aplicări la scară largă în Rețeaua Electrică de transport.

Implementarea proiectului aduce beneficii mutuale partenerilor, precum:

- reducerea timpului de inspecție cu până la 90%;
- creșterea siguranței prin limitarea intervenției umane;
- asigurarea scalabilității prin gestionarea mai multor active cu un număr redus de tehnicieni;

- creșterea eficienței prin acoperirea unui areal mai mare, comparativ cu metodele terestre clasice;
- completarea imaginii de ansamblu asupra stării elementelor scanate;
- identificarea vegetației intruzive, construcțiilor ilegale etc.;
- posibilitatea de a prezenta atât avantajele echipamentelor, senzorilor și a metodei de lucru aplicate pentru inspecții LEA, cât și rezultatele obținute în cadrul convențiilor și simpozioanelor științifice, articolelor științifice și publicațiilor de profil;
- împărtășirea comună de informații pentru îmbunătățirea procedurii de inspecție, a fluxului de lucru și a raportului final, în ceea ce privește LEA și elementele componente de interes;
- testarea echipamentelor de scanare aeriană de ultimă generație pe segmente semnificative LEA cu aplicabilitate reală;
- posibilitatea de a participa în cadrul altor proiecte elaborate de Transelectrica S.A.;
- suport tehnic în adoptarea de standarde, metodologii și ghiduri de bună practică din domeniul inspecțiilor aeriene;
- instruirea și perfecționarea personalului Transelectrica privind operarea unor mijloace de zbor și administrarea și operarea datelor geospațiale.

3. Acord de colaborare în domeniul Cercetării și Inovării “DigiTEL BIM Tools”

Acordul de colaborare în domeniul cercetării și inovării dintre CNTEE Transelectrica SA și TIAB SA are drept scop testarea și validarea unor inovații tehnice avansate în proiectarea digitală (ex. standardele BIM - Building Information Modelling) și Digital Twin pentru stațiile electrice, precum și evaluarea beneficiilor aduse de către aceste tehnologii și soluții în cazul unei aplicări la scară largă în Rețeaua Electrică de Transport.

Implementarea standardelor, conceptelor și metodologiilor BIM, Digital Twin, realitate virtuală și augmentată crează beneficii mutuale ambilor parteneri, precum:

- îmbunătățirea eficienței operaționale comparativ cu metodele clasice de operare;
- creșterea siguranței în operare prin limitarea intervenției umane;
- asigurarea scalabilității soluțiilor prin gestionarea mai multor active cu un număr redus de operatori;
- reducerea sau optimizarea timpului de indisponibilitate a serviciilor de transport a energiei electrice;
- completarea bazelor de date prin digitalizarea și modelarea 3D a activelor RET;
- generarea unui model tridimensional al infrastructurii energetice, cuprinzând informații despre echipamente, instalații și rețelele electrice;
- împărtășirea comună de informații pentru îmbunătățirea procedurilor de exploatare, inspecție și proiectare a instalațiilor;
- posibilitatea de a dezvolta o bază de încredere pentru viitoare POC-uri (proiecte Proof of Concept);
- instruirea și perfecționarea personalului Transelectrica privind operarea unor soluții de realitate augmentată/realitate virtuală, Digital Twin și BIM;
- Implicarea activă în evaluarea și confirmarea eficienței tehnologiilor digitale legate de sistemele energetice, care vor fi ulterior integrate în proiectele de modernizare și extindere a stațiilor electrice din portofoliul Companiei.

4. Acord de colaborare în domeniul Cercetării & Inovării „DigiTEL – Asset Test”

Acordul presupune colaborarea dintre CNTEE Transelectrica SA și Omicron GMBH (FirstTech) și are drept scop principal testarea noilor tehnologii de verificare și a noilor soluții de management al activelor, respectiv schimbul de know-how.

Acordul va genera o serie de beneficii importante pentru nivelul de cunoaștere al soluțiilor de testare a noilor tehnologii de verificare a echipamentelor energetice și a noilor soluții de management al activelor din domeniul energetic, precum și schimbul de know-how.

Beneficiile anticipate prin implementarea proiectului pot fi evidențiate astfel:

- creșterea siguranței prin utilizarea tehnologiilor moderne de testare și validare a stării tehnice a echipamentelor primare și secundare din stațiile electrice;
- optimizarea timpului de oprire a activității;
- dobândirea de cunoștințe în utilizarea truselor moderne de testare și în managementul datelor furnizate de acestea;
- îmbunătățirea procedurilor de exploatare, inspecție și proiectare a instalațiilor, pe baza experienței dobândite;
- obținerea de date / informații / documente care susțin obiectivele Companiei în domeniul Cercetării și Inovării.
- validarea în mediul real a soluțiilor de testare a echipamentelor primare și secundare din stațiile electrice;
- instruirea și perfecționarea personalului Transelectrica privind operarea truselor de testare a echipamentelor primare și secundare;
- suport tehnic în adoptarea de standarde, metodologii și ghiduri de bună practică din domeniul evaluării stării tehnice a echipamentelor primare și secundare din stațiile electrice.

Anexa 6 - Starea tehnică a Rețelelor Electrice de Transport și de Distribuție

1.1 Starea tehnică a Rețelei Electrice de Transport

Durata de funcționare a instalațiilor

a. Linii electrice aeriene

Tabelul B.1 – Durata de funcționare a LEA

Perioada PIF	Tensiune [kV] / Lungimi LEA [km]			
	110	220	400	750
1960-1979	8,9	3.817,78	3.547,13	
1980-1999	29,1	61,12	1.144,42	3,11
2000-2019	2,42	50,45	154,39	
2020-2039			295,85	

*) Raportarea se realizează prin luarea în considerare a PIF în intervale de maximum 20 de ani consecutiv.

Tabelul B.2 – Gradul de utilizare a LEA

Perioada PIF	Tensiune [kV] / Grad de utilizare [%]			
	110	220	400	750
1960-1979	122,92	108,38	108,23	
1980-1999	73,72	87,50	82,12	77,08
2000-2019	20,83	30,71	26,38	
2020-2039			1,52	

Se fac următoarele precizări:

*) Gradul de utilizare al LEA se calculează ca raportul procentual între durata de funcționare a acestora și durata de viață normată (asimilată cu durata normală de funcționare de 48 ani).

**) Raportarea se realizează prin luarea în considerare a PIF în intervale de maximum 20 de ani consecutiv.

Note: - Au fost luate în considerare tensiunile constructive ale LEA;

- În cazul în care aceeași LEA include stâlpi dimensionați pentru tensiuni constructive diferite, a fost luată în considerare tensiunea cea mai mică;

- Gradele de utilizare s-au calculat ca valoarea medie ponderată cu lungimea liniilor, unde G_{Ui} este gradul de utilizare al liniei i de lungime l_i .

- Durata normată de viață s-a considerat a fi durata normală de funcționare conform ultimei ediții a Catalogului privind clasificarea și duratele normale de funcționare ale mijloacelor fixe din patrimoniul CNTEE "Transelectrica"-SA, respectiv 48 ani.

b. Transformatoare și autotransformatoare:

Tabelul nr. B.3 - Durata de funcționare a transformatoarelor / autotransformatoarelor

Perioada PIF	Puterea aparentă a trafo [MVA] / Nr.trafo [buc.]										
	500	400	250	200	100	63	40	25	20	16	10
1960-1979		2		19	1		3	5	1	11	5
1980-1999			10	8				11		2	
2000-2019	2	19	17	42		2	4	7		16	2
2020-2039	1	1	5	13			2	2		3	

*) Raportarea se realizează prin luarea în considerare a PIF în intervale de maximum 20 de ani consecutiv.

Tabelul nr. B.4 - Gradul de utilizare a transformatoarelor / autotransformatoarelor

Perioada PIF	Puterea aparentă a trafo [MVA] / Grad de utilizare [%]										
	500	400	250	200	100	63	40	25	20	16	10
1960-1979		206,00		206,00	196,00		204,17	196,67	254,00	203,00	210,83
1980-1999			155,00	167,71				162,50		158,33	
2000-2019	85,00	66,00	58,00	49,00		45,83	50,00	38,69		34,64	37,50
2020-2039	13,00	4,00	10,83	8,65			13,00	10,00		9,72	

*) Gradul de utilizare al transformatoarelor / autotransformatoarelor se calculează ca raport procentual între durata de funcționare a acestora și durata de viață normată (asimilată cu durata normală de funcționare de 24 ani).

**) Raportarea se realizează prin luarea în considerare a PIF în intervale de maximum 20 de ani consecutiv.

Note: - Gradele de utilizare s-au calculat ca medie aritmetică a gradelor de utilizare pentru fiecare (auto)transformator în parte;

- La calculul duratei de funcționare și gradului de utilizare s-a utilizat anul de fabricație, acesta fiind considerat anul primei puneri în funcțiune;

- Durata normată de viață s-a considerat a fi durata normală de funcționare conform ultimei ediții a Catalogului privind clasificarea și duratele normale de funcționare ale mijloacelor fixe din patrimoniul CNTEE "Transelectrica"-SA, respectiv 24 ani.

Programul de mentenanță RET

Gradul de realizare a programului de mentenanță RET pe tipuri de lucrări se prezintă în Tabelul 1.5:

Tabelul 1.5 – Gradul de realizare a programului de mentenanță RET pe tip de lucrări

Gradul de realizare a programului de mentenanță RET pe tip de instalații este prezentat în tabelul 1.6:

Program de mentenanță RET		Gradul de realizare al Programului de mentenanță RET program în anul 2021 [%]	Gradul de realizare al Programului de mentenanță RET program în anul 2022 [%]	Gradul de realizare al Programului de mentenanță RET program în anul 2023 [%]
Majoră	Reparații Capitale (RK)	89	100	0
	Reparații Curente (RC)	91	99	97
Minoră	Intervenții accidentale (IA)	98	97	104

Program de mentenanță RET		Gradul de realizare al Programului de mentenanță RET program în anul 2021 [%]	Gradul de realizare al Programului de mentenanță RET program în anul 2022 [%]	Gradul de realizare al Programului de mentenanță RET program în anul 2023 [%]
	Inspecții tehnice/Control periodic (IT/CP)	100	118	100
	Lucrări speciale (LS)	99	100	101
	Materiale	76	99	87
	Reparații curente derivate din lucrări de mentenanță minoră (RCT)	96	101	98
	Revizii tehnice (RT)	99	95	100
Total		96	100	99

Tabelul 1.6 - Gradul de realizare a programului de mentenanță RET pe categorii de instalații

Categorie instalații	Gradul de realizare al Programului de mentenanță RET în anul 2021 [%]	Gradul de realizare al Programului de mentenanță RET în anul 2022 [%]	Gradul de realizare al Programului de mentenanță RET program în anul 2023 [%]
Stații	98	99	99
LEA	94	100	100
Transformatoare/ Autotransformatoare	97	104	100
Clădiri	67	100	103
Total	96	100	99

Mentenanța majoră (RK, RC), aceasta se realizează pe baza unor contracte încheiate în urma derulării unor proceduri de achiziție concurențiale.

În vederea creșterii gradului de realizare a mentenanței majore se iau, în principal, măsurile:

- monitorizarea și actualizarea periodică a programelor de mentenanță RET cu luarea în considerare a valorilor contractate;
- corelarea retragerilor din exploatare a echipamentelor și instalațiilor din RET pentru realizarea lucrărilor de mentenanță și investiții;
- utilizarea unor proceduri de achiziție simplificate pentru cazuri justificate, ETC..

Starea tehnică a Rețelei Electrice de Transport este reflectată și în statistica incidentelor produse la instalațiile componente ale acesteia. În Tabelul 1.7 se prezintă evoluția numărului de incidente.

Tabelul 1.7 - Număr de incidente în RET

Instalații	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
LEA	45	55	85	102	85	131	64	57	49	77	108
Stații	428	472	489	447	461	447	364	364	302	282	273

Instalații	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Total RET	473	527	574	549	546	578	428	421	351	359	381

Se constată următoarele:

- Creșterea în anul 2023 a numărului de incidente la LEA comparativ cu anul 2022, în timp ce la stații numărul de incidente a scăzut ușor (de la 282 la 273 incidente);
- În anul 2023 se observă o creștere ușoară numărului total de incidente, comparativ cu anii 2022 și 2021, dar în același timp, o scădere față de perioada 2013-2020 când numărul de incidente *pentru fiecare an din această perioadă a fost mai mare* decât cel înregistrat în anul 2023.

Metodologia de determinare a stării tehnice a echipamentelor și instalațiilor din RET gestionate de CNTEE Transelectrica SA

Cunoscând că Managementul Activelor (M.A.) are o pondere mare în cheltuielile de capital ale unei companii de transport, utilizate pentru exploatare, rezultă ca o necesitate optimizarea acestora fără să se reducă disponibilitatea rețelei de transport.

Pentru a reduce costurile și a îmbunătăți fiabilitatea rețelei, orice companie de transport trebuie să-și optimizeze strategia de mentenanță și să maximizeze costurile de investiții pe durata de viață a activelor și a componentelor critice (ansambluri și subansambluri funcționale).

Astfel se constată că pe parcursul perioadei de viață utilă a activelor, M.A. se concentrează pe o mentenanță de rutină (ex. MBT), apoi activul este supus reabilitărilor, retehnologizărilor și apoi înlocuirii ca urmare a uzurii fizice și morale a acestuia.

În anumite condiții (spre exemplu, atunci când se cunosc factorii care conduc la uzura fizică) companiile de transport a energiei electrice trebuie să optimizeze M.A., prin aplicarea unor strategii de mentenanță adecvate, bazată pe unul sau mai multe tipuri de mentenanță (Mentenanță Bazată pe Timp (MBT), Mentenanța Bazată pe Condiții/stare tehnică (MBC), Mentenanță Centrată pe Fiabilitate (MCF) și de la analiza bazată pe risc (ABR) la Mentenanța Bazată pe Risc (MBR).

În figura 1.1 se prezintă "Durata de viață" a unui activ și activitățile întreprinse în fiecare fază a duratei/ciclului de viață.

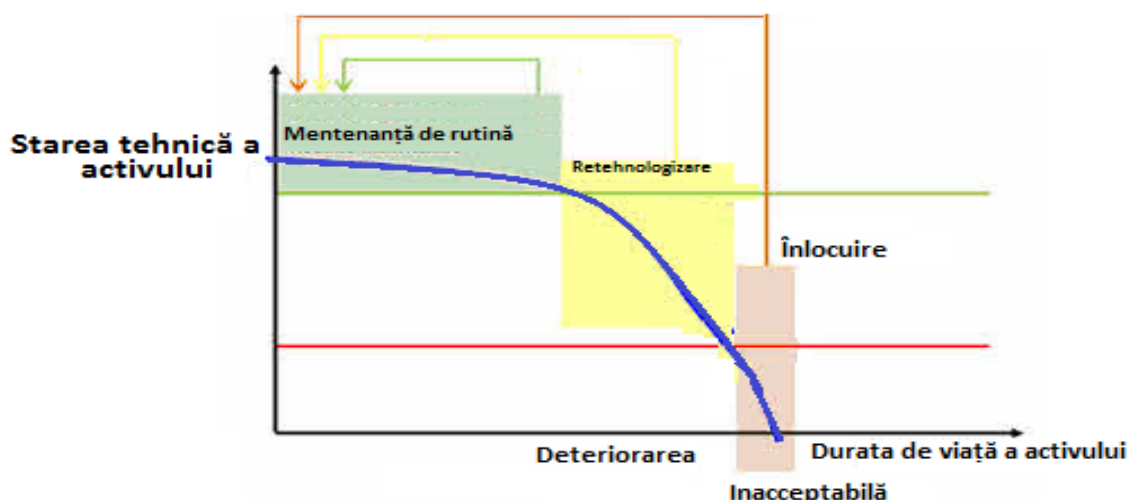


Fig. 1.1. Durata de viață a activului și activități necesare fiecărei faze

În aplicarea mentenanței bazată pe condiții/stare tehnică, calcularea indicilor de stare tehnică pe componente este esențială în depistarea componentelor critice pentru sistem și asigurarea fiabilității sistemului.

În baza indicatorilor de stare/sănătate a activelor și a evaluării cazurilor critice ținând seama și de importanța activului în rețea, conducerea Companiei ia decizii și alocă fonduri fie pentru mentenanță, fie pentru înlocuire, ținând seama de constrângerile financiare precum și de cerințele părților interesate.

În cadrul CNTEE Transelectrica SA, Managementul Activelor cuprinde: înregistrarea/contabilizarea activelor, sisteme de planificare privind retehnologizarea, mentenanța, diagnosticarea, monitorizarea off-line, controlul activelor, sisteme informatice și baze de date cu istoricul activelor precum și date în timp real obținute prin SCADA și monitorizarea on-line a activelor.

Procesul de management al activelor aferente sistemelor de transport al energiei electrice necesită instrumente suport ale deciziilor de management, pentru alegerea celei mai bune opțiuni în cazul unui număr de opțiuni alternative. Acest lucru poate fi privit ca un proces de decizie continuu bazat pe informații tehnice, economice și sociale. Acest proces de decizie se desfășoară etapizat (step by step) pe trei niveluri separate, așa cum este ilustrat în Figura 1.2.

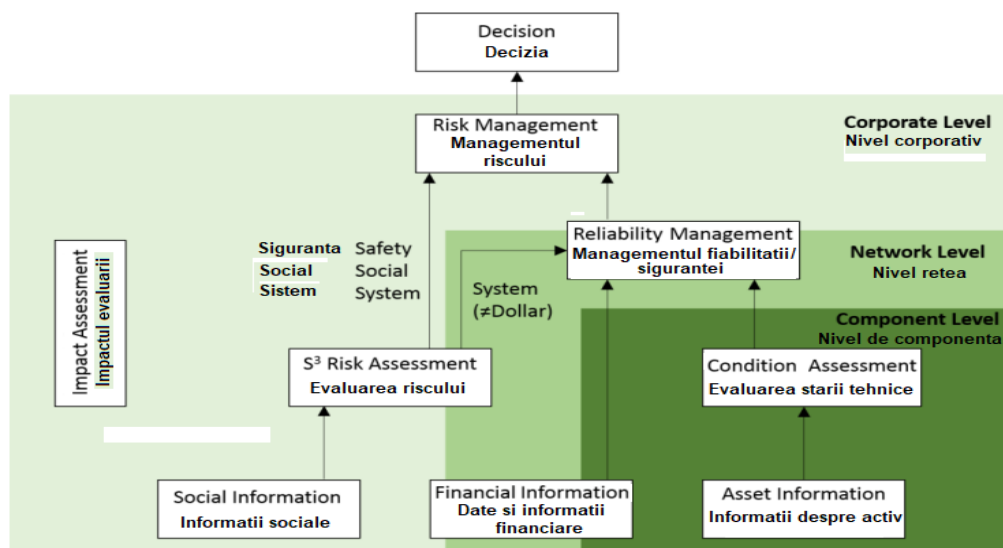


Fig. 1.2. Procesul de decizie în managementul activelor în sistemul de transport al energiei electrice

Managementul Activelor din RET cuprinde de regulă trei etape principale:

- **Nivel active** (evaluarea stării tehnice a fiecărui echipament și aparataj primar, linie electrică aeriană);
- **Nivel de rețea** (care ține seama de: starea tehnică a activelor RET menționate, riscul de defectare a acestora și implicațiile privind siguranța în funcționare a RET etc.);
- **Nivel Corporativ** (care ține seama de starea tehnică a componentelor, riscurile de defectare, performanțele sistemului de transport al energiei electrice, costuri, politica companiei în domeniul mentenanței și al investițiilor, angajamentele contractuale etc.).

Criterii pentru determinarea stării tehnice a echipamentelor primare de înaltă tensiune din RET

Determinarea stării tehnice a echipamentelor, aparatelor de înaltă tensiune precum și a liniilor electrice aeriene se poate face având la bază următoarele criterii principale:

- particularitățile constructive care influențează durata de viață a echipamentului/aparatului (activului);
- parametri de stare și de funcționare care caracterizează starea tehnică momentană a activului;
- limitele tehnice;
- nomenclatorul probelor/măsurătorilor/verificărilor/analizelor necesare pentru evaluarea stării tehnice momentane;
- vârsta activului;
- istoricul de funcționare și mentenanță a activului;

Dacă la una din probele efectuate cu ocazia mentenanței preventive se obțin valori necorespunzătoare, aceasta implică declararea activului ca fiind indisponibil.

Datele de intrare pentru determinarea stării tehnice

Evaluarea stării tehnice a echipamentelor, aparatelor de înaltă tensiune precum și a liniilor electrice aeriene se poate face în baza rezultatelor prelucrării următoarelor date de intrare:

- parametri de funcționare și de stare;
- evoluția în timp a parametrilor de funcționare și compararea acestora cu parametrii/limite prestabilite în procedurile tehnice de evaluare;
- comportarea în exploatare (incidente, avarii, goluri de tensiune etc.);
- vechimea echipamentelor ținând seama de anul de fabricație, PIF, RK, Retehnologizare etc. și de uzura fizică și/sau morală;
- importanța echipamentului/aparatului sau a LEA pentru RET și SEN;
- costuri asociate mentenanței etc.

Algoritmi pentru evaluarea indexului de stare tehnică a echipamentelor primare

Pentru evaluarea indexului de stare tehnică a echipamentelor și aparatajelor primare, respectiv a liniilor electrice aeriene de înaltă tensiune din RET se pot folosi algoritmi specifici.

Rezultatele fiecărei analize/măsurători/verificări sunt comparate cu valorile limită stabilite în procedura tehnică și sunt încadrate în patru categorii de stare. La stabilirea indexului global de stare tehnică a echipamentelor și aparatajelor primare se ia în considerare de asemenea istoricul de funcționare și vârsta lor, întrucât uzura tehnică și morală pot afecta deciziile privind menținerea lor în exploatare.

În funcție de punctajele acordate se determină punctajul total de stare tehnică a echipamentelor și aparatajelor primare, indicator care permite ierarhizarea acestora, natura și respectiv urgența lucrărilor de mentenanță, în funcție de starea lor tehnică momentană.

Cunoscând indexul de stare tehnică a fiecărui echipament primar din stație se poate determina indexul general al stației electrice, care poate reprezenta un important criteriu de ierarhizare a lucrărilor de investiții și de mentenanță.

Anexa 6

CNTEE Transelectrica SA a creat premisele unei continuări a activității de analiza a stării echipamentelor din RET cu durata normală de funcționare depășită, introducând acest serviciu in contractul de lucrări/servicii strategice în instalatiile electrice începând cu septembrie 2021.

Starea tehnică a stațiilor electrice din RET pe zone și niveluri de tensiune este prezentată în anexa E3 (confidențială).

Anexa 7 - 1. Strategia de mentenanță a activelor din cadrul RET pe următorii zece ani

1.1 Strategia de mentenanță a instalațiilor din componența RET

1.1.1 Aspecte generale privind activitatea de mentenanță–componentă a Managementului Activelor

Activitatea de mentenanță se înscrie în concepția CNTEE Transelectrica SA de management al activelor și este, conform practicii mondiale, componentă a acestuia. Conform cerințelor ANRE, activitatea de mentenanță se desfășoară pe baza Programului de Asigurare a Mentenanței (PAM), care realizează planificarea activității și introducerea unei concepții moderne de optimizare și desfășurare a acesteia. PAM înglobează și menține toată documentația referitoare la activitatea de mentenanță, asigurând cadrul pentru elaborarea, revizuirea și/sau actualizarea acesteia, în funcție de necesități. Punerea în aplicare a PAM și gestionarea activității de mentenanță se realizează de către personalul din CNTEE Transelectrica SA în baza *procedurilor operaționale, prescripțiilor, fișelor tehnologice, normelor tehnice interne și a instrucțiunilor de lucru specifice*.

În activitatea de mentenanță se respectă cerințele documentelor specifice, în special:

- Regulament de conducere și organizare a activității de mentenanță aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 96/18.10.2017;
- Standardul de performanță pentru serviciul de transport al energiei electrice și pentru serviciul de sistem, aprobat prin Ordinul președintelui ANRE nr. 12/30.03.2016;
- NTE 010/2011/00 „Regulament pentru executarea lucrărilor sub tensiune la liniile electrice aeriene de 110-750 kV”;
- Regulamentul de mentenanță preventivă la instalațiile și echipamentele din RET-NTI–TEL–R–001–2007;
- Planul de dezvoltare a RET;
- Alte reglementări specifice.

Starea tehnică a instalațiilor RET se menține la un nivel corespunzător pentru asigurarea funcționării în condiții de siguranță, ca urmare a desfășurării în Companie a unui program riguros de *mentenanță* și a unui program susținut de *investiții (retehnologizare/modernizare, dezvoltare)* a instalațiilor RET.

Programele acțiunilor de mentenanță preventivă se stabilesc corelat cu *programele de investiții (retehnologizare/modernizare, dezvoltare)*, atât la nivelul stațiilor electrice, cât și al liniilor electrice aeriene (LEA), pe baze științifice, prin criterii de ierarhizare care conduc la deciziile de a efectua mentenanță sau investiții. În condițiile actuale de producere și consum al energiei electrice din cadrul Sistemului Electroenergetic Național (SEN), luând în considerare tehnologiile utilizate sau aspecte de legislație, proprietate etc., se urmărește promovarea soluțiilor noi, de mentenanță a RET (alegerea tipului și modul de dimensionare a conductoarelor LEA, linii multicircuit pentru utilizarea culoarelor de siguranță existente, tehnici de lucru sub tensiune-LST, tratarea on-line a izolației la unitățile de transformare pentru reducerea duratelor de retragere din exploatare și evitarea costurilor cu congestiile și consumul propriu tehnologic, inspecția multispectrală a LEA, etc).

Principii și obiective privind strategia de mentenanță în cadrul CNTEE Transelectrica SA

Modul de abordare a activității de mentenanță a impus stabilirea unor principii în cadrul unei strategii complexe care să conducă la îndeplinirea obiectivelor strategice ale acestei activități, ca suport pentru îndeplinirea obiectivelor Companiei.

Obiectivele activității de mentenanță

➤ **Obiectivele strategice generale:**

- Asigurarea disponibilității ridicate a activelor din RET;
- Creșterea flexibilității în funcționare;
- Optimizare costurilor;
- Asigurarea unei politici corespunzătoare de personal în domeniul mentenanței;

➤ **Obiectivele strategice specifice** pentru activitatea de mentenanță (derivând din cele strategice generale) sunt:

- 1.1. reducerea numărului și duratei evenimentelor accidentale/consecințelor acestora;
- 1.2. reducerea numărului și duratei acțiunilor de mentenanță preventivă – planificată, care necesită retragerea din exploatare a echipamentelor și instalațiilor (AF);
- 1.3. adoptarea de soluții pentru flexibilizarea programului de retrageri din exploatare și evitare a congestiilor;
- 1.4. creșterea calității acțiunilor de mentenanță;
- 1.5. creșterea calificării personalului operativ în vederea utilizării sistemelor de monitorizare a activelor;
- 1.6. implementarea managementului riscului-identificarea, analiza, evaluarea și tratarea riscurilor
- 1.7. asigurarea și întreținerea culoarelor de siguranță LEA;
- 1.8. definirea de indicatori de performanță în contractele de mentenanță și investiții (garanție și post garanție) cu efecte în ceea ce privește reducerea duratelor de remediere a neconformităților;
- 1.9. creșterea capacității de răspuns la apariția unor evenimente cu impact deosebit asupra securității și funcționării RET, inclusiv efectuarea de exerciții de simulare, instruire și testare a capacităților Companiei.
- 2.1. utilizare tehnologii moderne (ex. LST, inspecții multispectrale, celule mobile, stâlpi de intervenție);
- 2.2. eficientizarea programării lucrărilor de mentenanță și investiții și retragerilor din exploatare pentru realizarea acestor lucrări;
- 2.3. adaptarea acțiunilor de mentenanță la specificul noilor instalații și tehnologii;
- 3.1. optimizarea stocurilor;
- 3.3. introducerea tehnologiilor noi în realizarea lucrărilor de mentenanță;
- 3.4. optimizarea intervalelor de efectuare a mentenanței;
- 3.5. adaptarea serviciilor de mentenanță modernizării activelor (instalații cu tehnologie GIS, platforme informatice de proces EMS-SCADA și metering etc).
- 3.6. digitalizarea proceselor care asigură implementarea standardelor de management al activelor.
- 3.7. consolidarea parteneriatelor cu furnizorii de lucrări, soluții, produse și servicii.
- 4.1. creștere competențe personal adaptate progresului tehnologic;

- 4.2. instruire personal simultan cu acțiunile de modernizare/introducere noi tehnologii;
- 4.3. monitorizare și evaluare performanțe/competențe personal prestator.

Obiectivele specifice stabilite prin strategia de mentenanță sunt cuantificate printr-un **set de indicatori-KPI (Key Performance Indicators)**, care pot fi folosiți pentru monitorizarea performanțelor activității de mentenanță. De asemenea, acești indicatori pot fi utilizați și pentru o analiză a componentelor activității în care sunt necesare anumite măsuri de îmbunătățire.

Indicatorii sunt cuantificabili și pot acoperi aspecte tehnice (de exemplu, cu referire la consecințele incidentelor care pot apărea în funcționarea RET sau la acțiunile de mentenanță planificată) și aspectele economice, după cum urmează :

1. Indicatori - KPI - tehnici:

- Indisponibilitatea accidentală și planificată a instalațiilor (trafo/AT, respectiv LEA),
- Energia nelivrată consumatorilor (întreruptă) în urma evenimentelor accidentale produse în RET,
- Timpul Mediu de Întrerupere (AIT)

2. Indicatori - KPI - economici:

- Costurile de mentenanță.

Evoluția acestor indicatori evidențiază efortul pentru realizarea obiectivelor urmărite prin activitatea de mentenanță.

Principiile strategiei de mentenanță aplicate în cadrul CNTEE Transelectrica SA sunt:

- Utilizarea eficientă a fondurilor destinate activității de mentenanță, în conformitate cu prevederile legale;
- Corelarea Programului de mentenanță RET cu cel de investiții pe ansamblul activităților și la nivelul fiecărui proiect în parte;
- Integrarea în derularea proiectelor a principiilor rezultate din sistemul integrat de calitate, mediu, sănătate și securitate în muncă;
- Managementul stocurilor de mentenanță.

Pentru asigurarea aplicării strategiei de mentenanță s-a elaborat ca normă specifică internă, *Regulamentul de mentenanță preventivă la instalațiile și echipamentele din cadrul RET* (cod NTI-TEL-R-001-2007).

Întrucât s-a evidențiat necesitatea existenței unui flux unic și transparent de date și informații privitoare la activitatea de mentenanță, care să pună la dispoziție toate datele disponibile și facilități de control al calității acestora, s-a creat o bază de date de echipamente specifică, pentru gestionarea, optimizarea și coordonarea tuturor acțiunilor de mentenanță. Inventarele ansamblurilor funcționale (AF) se întocmesc în mod ierarhizat, până la nivelul stației electrice și al celulei electrice, utilizându-se și un mod de codificare ierarhizat. Sistemul de management al mentenanței este organizat pe baza acestor nomenclatoare și conține instrumentele necesare pregătirii, lansării și desfășurării acțiunilor de mentenanță, urmăririi cheltuielilor, gestionării aparatajului de rezervă.

De asemenea, ansamblurilor funcționale din cadrul RET li se asociază informații pentru identificare, localizare, caracteristici tehnice și constructive, precum și informații privitoare la evenimentele (aleatoare și deterministe) necesare pentru crearea și menținerea unei baze de date tehnice unitare, utilizabilă în scopuri multiple, inclusiv în activitatea de mentenanță pentru alegerea, programarea și desfășurarea lucrărilor/serviciilor.

În CNTEE Transelectrica SA se efectuează, după caz, servicii/lucrări de mentenanță:

- **corectivă** - lucrări de mentenanță neplanificate, care se efectuează după detectarea defectării, în scopul readucerii acestora în starea de a-și putea îndeplini funcțiile pentru care au fost proiectate, sau după o întrerupere voită a funcționării acestora, atunci când este iminentă producerea unui defect;
- **preventivă** - lucrări de mentenanță planificate, cu caracter profilactic, executate cu scopul prevenirii defectelor, respectiv pentru reducerea probabilității de defectare sau degradării;

În cadrul programelor, serviciile/lucrările de mentenanță preventivă se încadrează pe niveluri (nivelul 1 ÷ 4), care reprezintă gradul de complexitate al conținutului acestora, necesarul de scule/utilaje, necesarul de calificare pentru prestatori/executanți etc.

Nivelurile 1 și 2 reprezintă servicii încadrate în categoria de **mentenanță minoră** (de regulă inspecții/revizii tehnice și controale periodice).

Nivelurile 3 și 4 reprezintă lucrări de **mentenanță majoră** (de regulă reparații curente și capitale).

Mentenanța **preventivă** este bazată, după caz, pe:

- **timp**, în cazul mentenanței minore, prin planificare la intervale predeterminate de timp (conform Regulamentului de mentenanță preventivă la instalațiile și echipamentele din RET) în funcție de categoria lor, tensiunea și de caracteristicile tehnice (tehnologia) ale acestora, termenele putând fi ajustate în funcție de stare, respectiv, după caz, de condițiile locale, specifice și de importanță.
- **stare**, în funcție de condiția tehnică a echipamentelor/instalațiilor, determinată prin diferite procedee.

Pentru programarea și planificarea lucrărilor/serviciilor, având în vedere prioritățile stabilite, inclusiv prin analize calitative de risc, se întocmesc programe de dezvoltare (pe termen mediu și lung) și pe termen scurt, urmărindu-se încadrarea în resursele alocate.

Se ține evidența costurilor/volumelor planificate și realizate.

Pentru stabilirea tehnologiei de lucru și determinarea oportunității acțiunilor utilizând lucrul sub tensiune (LST) se analizează comparativ costurile, luând în considerare și componentele determinate de consumul propriu tehnologic și congestii.

În conformitate cu principiile și criteriile enunțate, implementarea strategiei de mentenanță și elaborarea Programelor de mentenanță anuale se face parcurgând următorii pași:

- Generarea și structurarea Programului de mentenanță în conformitate cu strategia Companiei;
- Definitivarea Programului anual de retrageri din exploatare (cu luarea în considerare a serviciilor/lucrărilor în tehnologie LST) corelat cu Programele anuale de mentenanță și investiții;
- Stabilirea bugetului de mentenanță, pe baza programelor întocmite;
- Achiziția și contractarea serviciilor/lucrărilor de mentenanță în conformitate cu legislația în vigoare și criterii de selecție riguroase proprii CNTEE Transelectrica SA;
- Derularea Programului de mentenanță RET la nivelul Unităților Teritoriale de Transport coordonate metodologic de către Direcția de profil din Executivul Companiei cu urmărirea încadrării în bugetul aprobat și utilizând facilitățile oferite de pachetele software specializate;

- Actualizarea Programului de mentenanță având în vedere corelarea permanentă cu derularea efectivă a Programului de investiții și respectarea Programului anual de retrageri din exploatare.

Particularitățile fiecărui proiect corespund structurii activelor pe care le deservește sub raportul mentenanței, dar se încadrează în mod unitar în strategia și conceptul de coordonare a mentenanței la nivelul CNTEE Transelectrica SA.

Există și situații în care este necesară revizuirea, după caz, a duratei/valorilor programului de mentenanță RET stabilit inițial, ca urmare a efectuării unor lucrări de mentenanță corectivă, în urma producerii unor evenimente accidentale cauzate de diverși factori, cum ar fi: apariția unor condiții meteo nefavorabile, sustrageri de elemente componente ale instalațiilor electrice, degradarea fizică și morală a unor echipamente ca urmare a vechimii acestora.

Se exemplifică situații care au apărut pe parcursul derulării Programelor de mentenanță RET anuale și care au impus necesitatea suplimentării sau realocarea fondurilor prevăzute inițial, astfel:

- intervenții în regim de urgență pentru rezolvarea situațiilor apărute accidentale (înlocuiri de elemente sustrate la LEA, consolidare fundații borne LEA afectate de viituri, tăiere vegetație pentru întreținere culoar LEA);
- executarea de lucrări speciale ca urmare a deteriorării parametrilor electrici ai echipamentelor, în special unități de transformare;
- efectuarea unor lucrări de înlocuire a izolației pe anumite LEA în regim de lucru sub tensiune, pentru reducerea timpilor de retragere din exploatare a instalațiilor electroenergetice și menținerea în stare normală de funcționare, tarifele pentru lucru sub tensiune fiind mai mari decât cele pentru lucrări efectuate cu retragerea instalațiilor din exploatare

Odată cu diversificarea surselor de energie în cadrul SEN - apariția surselor regenerabile, cu precădere a celor eoliene - s-a constituit ca o provocare găsirea de soluții alternative de mentenanță, cum ar fi lucrul sub tensiune (LST) sau inspecțiile aeriene multispectrale ale LEA.

Criterii de prioritizare ale acțiunilor de mentenanță majoră/retehnologizare/modernizare în instalațiile existente

Volumul mare al instalațiilor care necesită lucrări de retehnologizare/modernizare și mentenanță majoră, coroborat cu situația favorabilă (încărcări încă relativ reduse) preconizată în RET în următorii ani, justifică un efort investițional și financiar sporit în această perioadă, motivat și de menținerea standardelor de calitate impuse de reglementările tehnice și standardele existente, respectiv de funcționarea interconectată cu sistemul european ENTSO-E.

În vederea stabilirii ordinii de prioritate a acțiunilor de retehnologizare/modernizare și mentenanță majoră, se realizează o analiză care ține seama de:

- starea tehnică a AF și componentelor acestora, cuantificată pe baza informațiilor privind frecvența și durata indisponibilităților accidentale, evoluția parametrilor și caracteristicilor de funcționare, istoria mentenanței, costuri etc.

- importanța AF din punct de vedere al asigurării siguranței/stabilității în cadrul SEN (determinată prin calcule de regimuri staționare - curenți în laturi, tensiuni în noduri -, energii nelivrate la consumatori/blocate în centrale/netranzitate între zone de sistem, calcule de stabilitate statică și tranzitorie etc., precum și prin criterii care descriu însemnătatea instalației: nivel de tensiune, asigurarea serviciilor de sistem, alimentare consumatori importanți, evacuare putere din centrale interconexiune etc.)

Acțiunile de mentenanță preventivă majoră la ansamblurile funcționale și componentele acestora se planifică pe bază de stare. Acțiunile de mentenanță preventivă majoră la categoriile de instalații/echipamente, altele decât ansamblurile funcționale (de exemplu clădiri, elemente de construcție, rezervoare, conducte, împrejmuiri etc.) se planifică pe bază de timp și stare, fundamentat pe baza inspecțiilor tehnice periodice, a documentațiilor tehnice și a experienței de exploatare.

Managementul riscului

La planificarea/prioritizarea acțiunilor de mentenanță se au în vedere principii ale MR (Managementul Riscului), ținându-se seama de aspectele conjugate privind:

- comportarea în exploatare constatată pe baza înregistrării și prelucrării anuale a datelor statistice;
- starea tehnică a AF și componentelor acestora;
- importanța AF și componentelor acestora în cadrul SEN,
- riscuri ale indisponibilizărilor (probabilitate, impact) unor AF

Importanța AF se stabilește/actualizează de către UnO-DEN ori de câte ori au loc modificări esențiale în configurația SEN.

1.1.2 Programul de mentenanță al instalațiilor RET (stații și linii electrice)

Stabilirea Programului de mentenanță de perspectivă se face pe baza unor analize multicriteriale, prin care acțiunile de mentenanță majoră se orientează, prioritar, la instalațiile de transport al energiei electrice care realizează :

- interconexiunea cu sistemele electroenergetice vecine;
- conexiunile între zone de sistem sau între stații electrice importante;
- evacuarea puterii de la marii producători;
- alimentarea zonelor importante de consum (se are în vedere și creșterea capacității de transport).

Programul de mentenanță pentru LEA și pentru stații electrice se elaborează în corelare reciprocă și, de asemenea, așa cum s-a arătat, cu privire la strategia de mentenanță, corelat cu Programul de investiții (avându-se în vedere, de exemplu, executarea de lucrări de conexiuni speciale, de tranzitare a unor zone geografice dificile, racordarea la RET a noilor utilizatori etc.). Cu prioritate se execută lucrări pentru evitarea unor situații de urgență create de inundații, alunecări de teren, vandalisme etc.

Mentenanța majoră

Programul de lucrări de mentenanță majoră pentru perioada 2024 ÷ 2033 ține seama de prioritizarea stațiilor pe criteriul stării tehnice (vechimii) și al importanței, dar și de localizarea geografică a stațiilor. S-a evitat (pe cât posibil) programarea de lucrări simultane în stații situate în aceeași zonă geografică. Această cerință rezultă din obligația CNTEE Transelectrica SA de a menține siguranța și continuitatea în funcționare a SEN, pe durata lucrărilor în stații, la nivelul standard și de a reduce costurile pentru eliminarea congestiilor în rețea. De asemenea, planificarea în același timp a mai multor lucrări în aceeași zonă a SEN conduce la necesitatea realizării de lucrări provizorii (cabluri, stâlpi de subtraversare etc.) care măresc nejustificat costul lucrărilor.

Mentenanță minoră și lucrări speciale

În afara lucrărilor de mentenanță majoră, în instalațiile RET se mai realizează programat, servicii/ lucrări de mentenanță preventivă minoră (de rutină) conform normei tehnice interne Regulament de mentenanță la instalațiile și echipamentele din cadrul RET (NTI-TEL-R-001-2007) precum și servicii/lucrări speciale, cu impact asupra securității și siguranței în funcționare a instalațiilor (în tehnologii speciale, provizorate etc.).

Soluții tehnice moderne, inovative

Se are în vedere dezvoltarea tehnologiilor de lucru sub tensiune (LST) și intervenție rapidă în SEN, în scopul creșterii capacității de transport, reducerii cheltuielilor de mentenanță și diminuării pierderilor de putere în RET ca urmare a reducerii perioadelor de retragere programată din exploatare a LEA și stațiilor.

Proiectele de mentenanță majoră pentru stații electrice și liniile electrice aeriene pentru perioada 2024÷2033 sunt prezentate în tabelele 11.2 și 11.3 și respectiv în Anexele E-1 (nu se publică) și E-2 (nu se publică).

Impactul nerealizării programelor de mentenanță asupra siguranței SEN. Măsuri

La baza asigurării siguranței în funcționare a RET (SEN) stă mentenanța preventivă și corectivă minoră: revizii tehnice (RT), controale periodice (CP) respectiv, reparațiile rezultate în urma mentenanței preventive minore (RCT) și intervenții accidentale (IA). Statistic se constată că mentenanța preventivă minoră se realizează în procent de peste 95%, iar mentenanța corectivă este realizată funcție de necesități.

Mentenanța preventivă minoră se programează anual în baza Regulamentului de mentenanță preventivă NTI-TEL-R-001 și are ca scop preîntâmpinarea unor defectări mai ample cu consecințe grave asupra instalațiilor RET. În cazurile în care, din considerente de sistem, nu pot fi retrase pentru acțiuni de mentenanță preventivă anumite ansambluri funcționale, se retrag operativ altele, pe cât posibil de același tip. **Acest tip de mentenanță influențează direct (în sensul diminuării) necesitatea unor acțiuni de mentenanță de genul intervențiilor accidentale (IA).**

În ceea ce privește mentenanța majoră (reparații curente și capitale), aceasta se realizează pe bază de contracte încheiate în urma derulării unor proceduri de achiziție concurențiale. În acest fel, având în vedere complexitatea și durata activităților pregătitoare necesare încheierii unor asemenea contracte, diferențele între valorile estimate programate și cele realizate pot deveni semnificative.

Printre cauzele care ar putea să conducă la nerealizări ale programelor de mentenanță majoră, se pot enumera:

- valorile adjudecate în urma procedurilor concurențiale sunt mai scăzute față de valorile estimate și programate sau valorile decontate au fost mai mici decât cele programate;

Anexa 7

- dificultăți în acordarea retragerilor din exploatare/reprogrămări ale retragerilor din exploatare ale instalațiilor, pe fondul unor situații din sistemul energetic favorabile producerii de energie din surse regenerabile (eoliene, fotovoltaice);
- condiții meteo nefavorabile efectuării unor lucrări (în special la LEA, la elementele de construcții din stațiile electrice de transformare);
- dificultăți în obținerea avizelor și autorizațiilor de la diverse entități ale statului (primării, inspectorate, agenții etc.);
- reluarea proceselor (laborioase) de achiziție publică a unor contracte de reparații din cauza lipsei ofertanților.

În ceea ce privește impactul nerealizării programelor de mentenanță majoră asupra siguranței SEN, *pe termen scurt și mediu* acesta poate fi considerat mic, dat fiind că la baza asigurării siguranței în funcționare a RET stă, în cea mai mare parte, mentenanța preventivă și corectivă minoră. În schimb, nerealizarea programelor de mentenanță majoră poate avea impact negativ semnificativ, *pe termen lung*.

În vederea creșterii gradului de realizare a mentenanței majore pot fi luate în considerare măsuri precum:

- actualizarea periodică a programelor de mentenanță cu luarea în considerare a valorilor contractate;
- o mai bună corelare a retragerilor din exploatare pentru realizarea lucrărilor de mentenanță și investiții;
- simplificarea procesului de obținere a autorizațiilor și de plată a taxelor necesare inițierii lucrărilor;
- simplificarea procedurilor de achiziție.

Tabel 1.2 Programul lucrărilor de mentenanță majoră pentru stațiile aflate în administrarea CNTEE Transelectrica SA - perioada 2024-2033

Nr. Crt.	TRANSPORT - STAȚII	Total estimat	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
T1	TOTAL (RK Stații *)											
2	Proiecte RC stații											
3	Proiecte RK, RC Transformatoare											
4	Proiecte RK, RC Clădiri											
T2	TOTAL Mentenanță majoră (RK și RC) Stații, Transformatoare, Clădiri											
5	Servicii/lucrări strategice în instalații Stații, Trafo, Clădiri											
T3	TOTAL Mentenanță (majoră și minoră) Stații, Transformatoare, Clădiri											

Anexa 7

Tabel 1.3 Programul lucrărilor de mentenanță pentru LEA 110-750 kV aflate în administrarea CNTEE Transelectrica SA-perioada 2024 - 2033

Nr. Crt.	TRANSPORT - LEA	Total estimat	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033
1	LEA 220 kV Tihau-Baia Mare 3											
2	LEA 400 kV Rosiori-Mukacevo											
3	LEA 400 kV Rosiori-Gadalin											
4	LEA 220 kV Cluj Floresti-Alba Iulia											
5	LEA 220 kV Aref-Raureni											
6	LEA 400 kV Bacau Sud - Roman Nord											
7	LEA 400 kV Cernavodă- Constanta Nord											
8	LEA 400 kV Porti de Fier - Slatina											
9	LEA 400 kV Iernut - Sibiu Sud											
10	LEA 400 kV Tantarani-Kozlodui circ.1+2											
11	LEA 400 kV Tantarani-Bradul											
12	LEA 400 kV Cernavodă - Gura Ialomitei circ. 1											
13	LEA 400 kV Mintia-Arad											
14	LEA 400 kV Constanta Nord-Tariverde											
15	LEA 220 kV Iernut-Ungheeni circ. 2											
16	LEA 400 kV Brasov-Darste											
17	LEA 400 kV Brazi Vest-Darste											
18	LEA 220 kV Mintia-Alba Iulia											
19	LEA 400 kV Tantarani-Sibiu											
20	LEA 400 kV Bradul-Brasov											
21	LEA 220 kV Portile de Fier - Severin											
22	LEA 220 kV Ișalnița - Craiova Nord, circ 2											
23	LEA 400 kV CNE Cernavodă - Gura Ialomitei circ. 2											
24	LEA 400 kV Urechesi - Domnesti											
25	LEA 400 kV Portile de Fier - Urechesi											
26	LEA 220 kV Pestis - Hasdat											
27	LEA 220 kV Targoviste - Doicești circuitul 1+2											
28	Racorduri LEA 220 kV Gutinas -AT1,2, TA7,8 Borzesti											
29	Inspectie aeriana multispectrala din elicopter a LEA 110-750 kV											
30	Servicii de intretinere a culoarelor de trecere a LEA din zone cu vegetatie arboricola											
T1	Total Mentenanță majoră (RK și RC) LEA											
31	Servicii/lucrări strategice în instalații LEA											
T2	Total Mentenanță (majoră și minoră) LEA											

1.2 Strategia de mentenanță a sistemelor de contorizare și monitorizare a calității energiei electrice

DM-OMEPA, în calitate de administrator al sistemelor de contorizare/telecontorizare și al sistemului de monitorizare a calității energiei electrice, realizează mentenanța acestor sisteme în funcție de caracteristicile lor tehnice și utilizând metode moderne, precizate prin proceduri sau prescripții tehnice. Programele de mentenanță au în vedere contoarele, concentratoarele, terminalele de comunicație tip modem, echipamentele sistemului central de management al datelor, trusele portabile de verificare, masa de verificare a contoarelor, instrumentele de măsurare și etalon, echipamentele de monitorizare a calității energiei electrice, sistemele de monitorizare a calității energiei electrice, echipamentele de parametrizare.

În conformitate cu „*Regulamentul de mentenanță preventivă la instalațiile și echipamentele din cadrul RET-NTI-TEL-R-001-2007-*”, la nivelul DM-OMEPA se întocmesc anual programe de mentenanță preventivă pentru echipamentele menționate pe fiecare tip de ansamblu și subansamblu funcțional. Periodicitatea verificărilor în instalații precum și a celor metrologice este procedurată conform legislației specifice.

Pentru echipamentele și sistemele ce nu pot fi întreținute de DM-OMEPA (și care nu mai sunt în garanție) există contracte cu firme de specialitate pentru realizarea mentenanței preventive și corective (echipamentele sistemului central de management al datelor, contoarele etalon, sistemul de monitorizare a calității energiei electrice).

Având în vedere că, pentru piața angro de energie electrică, echipamentele utilizate sunt echipamente electronice cu fiabilitate ridicată, periodicitatea de verificare în teren a acestora fost modificată de la 6 luni la 12 luni.

Anexa 8 - 1. Managementul Infrastructurii Critice și Managementul Situațiilor de Urgență

În contextul internațional marcat de intensificarea acțiunilor teroriste, mai ales asupra statelor democratice care fac parte din UE, trebuie luat în considerare riscul de țară al României - din perspectiva securității naționale - ca posibilă țintă a organizațiilor de tip terorist. Prin efectele pe care le poate avea un atac terorist asupra obiectivelor CNTEE Transelectrica SA, pornind de la întreruperea alimentării cu energie electrică a unor zone limitate (localități izolate) și mergând până la perturbarea întregului SEN, cu efecte dezastroase atât asupra populației, cât și asupra economiei în ansamblu, instalațiile RET operate de CNTEE Transelectrica SA reprezintă o țintă predilectă a unor posibile acțiuni teroriste. De asemenea, în cadrul societății românești a crescut fenomenul infracțional manifestat atât prin furturi, cât și prin intruziuni neautorizate în rețelele de calculatoare.

În lumina celor expuse mai sus, CNTEE Transelectrica SA a creat, în cadrul structurii sale organizatorice, o componentă responsabilă pentru protecția obiectivelor desemnate ca infrastructuri critice naționale/europene și pentru managementul situațiilor de urgență, în conformitate cu:

Cadrul legislativ european

- **Directiva Consiliului Europei 2008/114/CE** din 8 Decembrie 2008 privind identificarea și desemnarea infrastructurilor critice europene și evaluarea necesității de îmbunătățire a protecției acestora;

Cadrul legislativ național

- **OUG nr. 98/2010** privind identificarea, desemnarea și protecția infrastructurilor critice, cu modificările și completările ulterioare;
- **H.G. nr. 718/2011** pentru aprobarea Strategiei naționale privind protecția infrastructurilor critice;
- **Decizia Prim-Ministrului nr. 166** din 19 martie 2013 privind aprobarea Normelor metodologice pentru realizarea / echivalarea / revizuirea planurilor de securitate ale proprietarilor / operatorilor / administratorilor de infrastructură critică națională/europeană, a structurii-cadru a planului de securitate al proprietarului/operatorului/administratorului deținător de infrastructură critică națională/europeană și a atribuțiilor ofițerului de legătură pentru securitate din cadrul compartimentului specializat desemnat la nivelul autorităților publice responsabile și la nivelul proprietarului/operatorului/administratorului de infrastructură critică națională/europeană.

Activitatea privind *Managementul situațiilor de urgență* se realizează în conformitate cu prevederile următoarelor acte normative de referință în domeniu:

- **Legea nr. 307/2006** privind apărarea împotriva incendiilor, republicată, cu modificările și completările ulterioare;
- **Legea nr. 481/2004** privind protecția civilă, republicată;
- **OUG nr. 21/2004** privind Sistemul Național de Management al Situațiilor de Urgență, cu modificările și completările ulterioare;

Misiunea constă în:

- Protecția infrastructurilor critice - Elaborarea, aplicarea, evaluarea, revizuirea și testarea PSO pentru fiecare ICN/ICE aflate în operarea Companiei;
- Asigurarea continuității activității de protecție a ICN/ICE și Recuperarea după dezastre în conformitate cu ISO21500:2012 și îndrumările CNCPIC și APR;
- Organizarea și coordonarea activității privind *Managementul situațiilor de urgență* (Apărarea împotriva incendiilor și Protecția civilă) la nivel de Companie.
- Elaborarea, actualizarea, implementarea, menținerea în funcțiune, auditarea și îmbunătățirea continuă a Sistemului de Management Integrat al Riscului, în toate entitățile organizatorice ale Companiei prin activitatea Managementul Riscului, facilitând astfel realizarea eficientă și eficace a obiectivelor CNTEE „Transelectrica” – S.A. și contribuind la creșterea valorii Companiei.

Legislația care reglementează protecția informațiilor clasificate este prezentată în continuare:

• **Protecția informațiilor clasificate**

- Legea nr. 182 din 12 aprilie 2002 privind protecția informațiilor;
- Hotărârea nr. 585 din 13 iunie 2002 pentru aprobarea Standardelor naționale de protecție a informațiilor clasificate în România;
- Hotărârea nr. 781 din 25 iulie 2002 privind protecția informațiilor secrete de serviciu
- Hotărârea nr. 1.349 din 27 noiembrie 2002, privind colectarea, transportul, distribuirea și protecția informațiilor clasificate;

Se va ține cont și de:

- Lista cuprinzând categoriile de informații clasificate SECRETE DE STAT, pe niveluri de secretizare, elaborate sau deținute de CNTEE Transelectrica SA, FILIALE și Sucursale Teritoriale de Transport și termenele de menținere a acestora în nivelurile de secretizare;
- Lista cuprinzând categoriile de informații clasificate SECRETE DE SERVICIU, elaborate sau deținute de CNTEE Transelectrica SA, FILIALE și Sucursale Teritoriale de Transport;
- Ghidul de clasificare a informațiilor în CNTEE Transelectrica SA, P.I.C 2;
- Norme interne privind protecția informațiilor clasificate în CNTEE Transelectrica SA, P.I.C. 1, înregistrate cu nr.53248/06.12.2021.

Anexa 9 - 7. Protecția mediului asociată RET

7.1 Impactul rețelelor de transport asupra mediului

Rețelele electrice de transport au un anumit impact negativ asupra mediului pe parcursul întregii lor durate de viață, începând cu etapa „construcție-montaj” (Tabelul 7.1), continuând cu etapa „exploatare-mentenanță” (Tabelul 7.2), până la etapa finală de „dezafectare”.

Tabelul 7.1 Impacturile semnificative determinate de activitățile de construcție – montaj al instalațiilor CNTEE Transelectrica SA:

Tipul impactului	Modalități de manifestare (efecte)
Fizic	• deschiderea unor noi căi de acces, decopertări și excavații ale solului • afectarea florei (prin defrișări) și faunei (prin fragmentarea habitatului) • ocuparea terenului cu organizarea de șantier, inclusiv depozite • generarea de deșeuri (metale, material ceramic, sticlă, materiale plastice, ulei electroizolant, beton, moloz, ambalaje etc.)
Chimic	• utilizarea diverselor produse chimice (vopsele, solvenți, reactivi etc.) • poluarea solului sau a apelor prin scurgeri accidentale de ulei și alte substanțe chimice din echipamente • emisii de gaze de ardere (CO_x, SO_x, NO_x, COV, pulberi) în atmosferă de la instalațiile de încălzire sau mijloace de transport • emisii de hexafluorură de sulf în atmosferă datorită neetanșeităților echipamentelor
Sonor	• zgomot produs de funcționarea echipamentelor și de mijloacele de transport
Socio-economic	• perturbarea unor activități sociale, inclusiv mutații de populație

Tabelul 7.2 Impacturile semnificative determinate de activitățile de exploatare – mentenanță al instalațiilor CNTEE Transelectrica SA

Tipul impactului	Modalități de manifestare (efecte)
------------------	------------------------------------

Tipul impactului	Modalități de manifestare (efecte)
Fizic	• ocuparea terenului cu traseele LEA și amplasamentele stațiilor • defrișarea sistematică a vegetației • afectarea habitatului faunei sălbatice • obstacole în calea zborului păsărilor • potențiale accidente manifestate prin arsuri sau electrocutări • efectele sonore și luminoase ale fenomenului corona • perturbații ale sistemelor de radio și televiziune • influențe asupra instalațiilor de telecomunicații sau a altor rețele electrice la încrucișările și apropierea de acestea • efectele câmpului electromagnetic asupra ființelor vii
Vizual	• afectarea peisajului
Sonor	• zgomotele produse de funcționarea sau vibrația elementelor RET • zgomot produs de fenomenul Corona (la LEA de foarte înaltă tensiune) sau de funcționarea echipamentelor și de transportul auto
Psihic	• teama provocată de apropierea și de efectele vizuale și sonore ale RET
Chimic	• poluarea solului sau a apelor prin scurgeri accidentale de ulei și alte substanțe chimice • poluarea aerului prin emisii de la : instalații de încălzire ,mijloace de transport, baterii de acumulare, hexafluorură de sulf • generarea de ozon și oxizi de azot prin efect corona la înaltă tensiune
Mecanic	• pericol potențial de coliziune cu aparate de zbor • pericol de cădere în apropiere sau la traversări de drumuri, căi ferate, ape, clădiri etc. • pericol de incendiu ca urmare a deteriorării izolației sau a atingerii accidentale a conductoarelor de obiecte sau de vegetație uscată

7.2 Cerințe legale aplicabile aspectelor de mediu generate de activitatea Companiei

Principalele reglementări naționale privind protecția mediului, aplicabile aspectelor de mediu generate de activitatea RET sunt:

- OUG nr. 195/2005 privind protecția mediului, cu modificările și completările ulterioare;
- Legea nr. 265/2006 pentru aprobarea OUG nr. 195/2005 privind Protecția Mediului;
- Legea nr. 292/2018 privind evaluarea impactului anumitor proiecte publice și private asupra mediului;
- HGR nr. 1.076/2004 – privind stabilirea procedurii de realizare a evaluării de mediu pentru planuri și programe;

- OMMDD nr. 1.798 /2007 – pentru aprobarea Procedurii de emitere a autorizației de mediu;
- Ordin al Ministerului Economiei și Comerțului nr.175/2005 privind procedura de raportare a datelor referitoare la activitatea de protecție a mediului de către agenții economici cu activitate industrială, cu modificările și completările ulterioare;
- Ordin al Ministrului Economiei nr. 1918/2009, pentru modificarea Ordin MEC nr. 175/2005;
- Legea nr. 107/1996 – Legea apelor, cu modificările și completările ulterioare;
- HG nr. 173/2000 – pentru reglementarea regimului de gestionare și control a bifenililor policlorurați și ale altor compuși similari, cu modificările și completările ulterioare;
- HG nr. 188/2002 – pentru aprobarea unor norme privind condițiile de descărcare în mediul acvatic a apelor uzate, cu modificările și completările ulterioare
- Legea nr. 13/1993 pentru aderarea României la Convenția privind conservarea vieții sălbatice și a habitatelor naturale din Europa, adoptată la Berna la 19 septembrie 1979;
- OMSP nr. 1193/2006 – pentru aprobarea Normelor privind limitarea expunerii populației generale la câmpuri electromagnetice de la 0 Hz la 300 GHz;
- LEGE nr. 249/2015 privind modalitatea de gestionare a ambalajelor și a deșeurilor de ambalaje;
- OUG nr. 5/2015 privind deșeurile de echipamente electrice și electronice;
- Legea nr. 89/2000 pentru ratificarea Acordului privind conservarea păsărilor migratoare african-eurasiatice, adoptat la Haga în anul 1995;
- Legea nr. 360/2003 (republicată) – privind regimul substanțelor și preparatelor chimice periculoase, cu modificările și completările ulterioare;
- Legea nr. 105/2006 pentru aprobarea OUG nr. 196/2005 privind Fondul pentru mediu;
- Legea nr. 104/2011 privind calitatea aerului înconjurător;
- OMS nr. 119/ 2014 pentru aprobarea Normelor de igienă și sănătate publică privind mediul de viață al populației;
- HG nr. 856/2002 – privind evidența gestiunii deșeurilor și lista cuprinzând deșeurile, inclusiv deșeurile periculoase, cu modificările și completările ulterioare;
- HGR 124/2003 – privind prevenirea , reducerea și controlul poluării mediului cu azbest, cu modificările și completările ulterioare;
- HGR 170/2004 – privind gestionarea anvelopelor uzate;
- Ordonanța nr. 2 /2021 privind depozitarea deșeurilor;
- HGR nr. 322/2013 privind restricțiile de utilizare a anumitor substanțe periculoase în echipamentele electrice și electronice;
- LEGE nr. 121/2019 privind evaluarea și gestionarea zgomotului ambiant;
- LEGE nr. 59/2016 privind controlul asupra pericolelor de accidente majore în care sunt implicate substanțe periculoase;
- LEGE nr. 74/2019 privind gestionarea siturilor potențial contaminate și a celor contaminate;
- HGR nr. 1.132/2008 – privind regimul bateriilor și acumulatorilor și al deșeurilor de baterii și acumulatori;
- LEGE nr. 278/2013 privind emisiile industriale;
- OUG nr. 196/2005 privind fondul pentru mediu, cu modificările și completările ulterioare;
- OUG nr. 57/2007 privind regimul ariilor naturale protejate, conservarea habitatelor naturale, a florei și faunei sălbatice, cu modificările și completările ulterioare ;
- OMAPM nr. 462/1993 – pentru aprobarea Condițiilor tehnice privind protecția atmosferei și Normelor metodologice privind determinarea emisiilor de poluanți atmosferici produși de surse staționare;

- OMAPPM nr. 278/1997 – privind metodologia-cadru de elaborare a planurilor de prevenire și combatere a poluărilor accidentale la folosințele de apă potențial poluatoare;
- ORDIN nr. 891/2019 privind aprobarea Procedurii și competențelor de emitere, modificare, retragere și suspendare temporară a autorizațiilor de gospodărire a apelor, precum și a Normativului de conținut al documentației tehnice supuse autorizării;
* abrogat de art.2 din ORD. 3147/2023 la data de 18 decembrie 2023
- OMMP nr. 19/2010 – pentru aprobarea Ghidului metodologic privind evaluarea adecvată a efectelor potențiale ale planurilor sau proiectelor asupra ariilor naturale protejate de interes comunitar;
* abrogat de art.3 din ORD. 1682/2023 la data de 23 iunie 2023
- OMMP nr. 794/2012 privind procedura de raportare a datelor referitoare la ambalaje și deșeuri de ambalaje;
- Recomandarea Comitetului Permanent al Convenției de la Berna nr. 110/2004 privind reducerea efectelor negative ale rețelelor aeriene de electricitate asupra păsărilor.

Datorită apartenenței României la UE, regulamentele europene se aplică în țara noastră fără a mai fi transpuse în legislația națională.

Principalele regulamente europene aplicabile activității CNTEE Transelectrica SA sunt următoarele:

- Regulamentul CE nr. 517/2014 privind gazele fluorurate cu efect de seră și de abrogare a Regulamentului (CE) nr. 842/2006, cu modificările și completările ulterioare;
- Regulamentul nr. 1907/2006 al Parlamentului European și al Consiliului privind înregistrarea, evaluarea, autorizarea și restricționarea substanțelor chimice (REACH), de înființare a Agenției Europene pentru Produse Chimice, de modificare a Directivei 1999/45/CE și de abrogare a Regulamentului (CEE) nr.793/93 al Consiliului și a Regulamentului (CE) nr. 1.488/94 al Comisiei, precum și a Directivei 76/769/CEE a Consiliului și a directivelor 93/155/CEE, 93/67/CEE, 93/105/CE și 2000/21/CE ale Comisiei, cu modificările și completările ulterioare;
- Regulamentul (CE) nr. 1.272/2008 privind clasificarea, etichetarea și ambalarea substanțelor și amestecurilor, de modificare și de abrogare a directivelor 67/548/CEE și 1999/45/CE, precum și de modificare a Regulamentului (CE) nr. 1.907/2006, cu modificările ulterioare
- Regulamentul (UE) nr. 2066/2015 de stabilire, în temeiul Regulamentului (UE) nr. 517/2014 al Parlamentului European și al Consiliului, a cerințelor minime și a condițiilor pentru recunoaștere reciprocă în scopul certificării persoanelor fizice care efectuează instalarea, asigurarea service-ului, întreținerea, repararea sau scoaterea din funcțiune a întrerupătoarelor electrice care conțin gaze fluorurate cu efect de seră sau recuperarea gazelor fluorurate cu efect de seră din întrerupătoare electrice fixe

Principalele reglementări internaționale aplicabile Sistemului de Management de Mediu sunt standardele din seria ISO 14001

În conformitate cu legislația națională de mediu, armonizată cu cea a UE, funcționarea rețelelor electrice de transport este permisă numai pe bază de Autorizație de mediu și Autorizație de gospodărire a apelor.

Pentru realizarea unor obiective noi sau pentru modificarea celor existente prin lucrări de construcții – montaj care schimbă specificațiile sau capacitatea obiectivului, este necesară obținerea Avizului de mediu pentru planuri și programe, Acordului de mediu și a Avizului de gospodărire a apelor. Aceste documente se emit de către Autoritățile pentru protecția mediului, pe baza documentației de fundamentare depusă de titularul activității. Procesul de obținere al acestor aprobări de dezvoltare este mult mai lung pentru obiectivele care necesită exproprierea terenurilor și pentru cele care au impact transfrontalier (LEA, cablu submarin).

În perioada următoare, în contextul apartenenței României la UE și al funcționării interconectate a RET cu sistemele similare ale ENTSO-E, sunt necesare măsuri suplimentare pentru diminuarea impactului negativ asupra mediului produse de construcția, mentenanța și funcționarea RET și pentru obținerea avizelor de mediu, acordurilor de mediu și autorizațiilor de mediu și autorizațiilor de gospodărire a apelor.

7.3 Măsuri pentru reducerea impactului RET asupra mediului, în perioada 2024 – 2033

Trebuie asigurată cu prioritate realizarea măsurilor stabilite de autoritățile pentru protecția mediului, atât cele cuprinse în programele de conformare, care constituie condiții de acordare a autorizațiilor de mediu/gospodărire a apelor, cât și cele rezultate în urma controalelor efectuate de Autoritățile de reglementare și control pe amplasamentele Companiei;

Se va continua îmbunătățirea funcționării Sistemului de Management de Mediu și se va urmări menținerea certificării acestuia conform cerințelor standardului ISO 14001:2015;

Documentațiile privind executarea lucrărilor de investiții și mentenanță vor conține un capitol referitor la protecția mediului cu cerințe legale, aspectele și impactul asupra mediului și măsuri/acțiuni pentru eliminarea/reducerea impactului asupra mediului, care vor fi evidențiate fizic și valoric. Aceste măsuri vor fi prezentate într-un „*Plan de management de mediu*”, care va include acțiuni de reducere a impactului asupra mediului și de monitorizare a factorilor de mediu atât pe perioada demolării, construcției, exploatării/mentenanței precum și la dezafectarea acestora. Pentru fiecare acțiune va fi efectuată o evaluare a fondurilor necesare și se vor menționa înregistrările necesare. Devizele generale pentru investiții/mentenanță vor conține cheltuielile pentru protecția mediului.

Se va continua evaluarea furnizorilor de servicii și lucrări ai CNTEE Transelectrica SA având în vedere cerințele legale de protecție a mediului și cerințele standardelor privind managementul de mediu.

Se va îmbunătăți managementul de mediu și în special managementul deșeurilor și al apelor uzate rezultate din activitățile Companiei.

O atenție specială se va acorda îmbunătățirii managementului uleiurilor prin efectuarea bilanțului de ulei pe fiecare stație electrică, colectarea în condiții de siguranță pentru mediu și valorificarea uleiurilor uzate cu firme autorizate.

Se va continua monitorizarea calității apelor uzate evacuate din stațiile electrice și se vor întreprinde acțiuni corective pentru încadrarea parametrilor acestora în limitele maxime admise la evacuare.

Se va continua monitorizarea calității aerului prin măsurarea parametrilor câmpului electromagnetic, în special la LEA din zonele populate, măsurarea/monitorizarea zgomotului la limita stațiilor electrice, măsurarea ozonului emis la LEA, măsurarea emisiilor la centrale termice.

În vederea îmbunătățirii continue a performanțelor de mediu ale Companiei vor trebui folosite toate posibilitățile de informare și schimb de experiență în domeniul protecției mediului cu parteneri naționali și internaționali.

Pentru asigurarea comunicării externe în domeniu, se va elabora un Capitol privind protecția mediului cuprins în „Raportul anual” al Companiei.

Toate aceste măsuri de reducere a impactului asupra mediului sunt cuprinse în Programul de management calitate și mediu aprobat anual la nivel de Companie.

În acord cu tendințele la nivel european, în cadrul acțiunilor de modernizare, rețehnologizare vor fi urmărite a fi implementate echipamente care să aibă un impact mai redus asupra factorilor de mediu.

În acest sens, vor fi definite și implementate proiecte pilot cu șansă reală de generalizare ulterioară cu echipamente care utilizează mediu de izolare non SF6 (ex. Proiect pilot modernizare stație electrică Mostiștea).