

CUPRINS

1. INTRODUCERE	4
2. BALANȚELE DE PUTERE	5
2.1. Consumuri înregistrate în ziua caracteristică din vara 2025.....	5
2.2. Consumuri înregistrate în vara 2025.....	7
2.4. Prognoza evoluției necesarului de energie electrică în vara 2026.....	12
2.5. Consumul intern brut mediu lunar prognozat pentru vara 2026	14
2.6. Capacități de producție	15
2.7. Variantele de balanță.....	16
2.8. Servicii de sistem	17
3. REGIMURI STAȚIONARE DE FUNCȚIONARE A SEN	18
3.1. Schema de calcul	19
3.2. Variante de regimuri analizate	22
3.3. Analiza regimurilor de funcționare în schema N.....	23
3.3.1. Prezentarea CEE modelate	23
3.3.2. Prezentarea CEF modelate	24
3.3.3. Schema cu N elemente în funcțiune	24
3.3.4. Analiza regimurilor de funcționare în scheme cu retrageri	39
3.3.5. Analiză comparativă între regimurile analizate.....	40
3.4. MANAGEMENTUL CONGESTIILOR.....	40
<i>confidențial</i>	40
3.5. Capacitati nete de schimb ale SEN (NTC).....	40
3.5.1. Valori NTC sezoniere maxime negarantate	40
3.5.2. Valori NTC lunare/ sublunare ferme.....	43
3.6. Capacitatea disponibilă pentru comerțul transfrontalier în anul 2025	44
3.7. Capacitatea de racordare disponibilă pentru noi unități de producție	52
4. VERIFICAREA STABILITĂȚII STATICE	56
4.1. Secțiunea S1	56
4.2. Secțiunea S2.....	57
4.3. Secțiunea S3.....	58
4.4. Secțiunea S4.....	58
4.5. Secțiunea S5.....	60
4.6. Secțiunea S6.....	61
5. VERIFICAREA STABILITĂȚII TRANZITORII.....	63
<i>confidențial</i>	63
5.5 Analiza adecvanței SEN în sezonul de vară 2026	63
<i>confidențial</i>	63
6. CONCLUZII ȘI PROPUNERI DE MĂSURI	63
6.1. Propuneri pentru schema normală de funcționare	63
6.2. Concluzii privind regimurile staționare	63
6.3. Managementul congestiilor	66
6.4. Condiționări de regim	66
6.5. Capacitatea de racordare pentru noi unități de producție.....	66
6.6. Concluzii privind stabilitatea statică	67
6.7. Concluzii privind stabilitatea tranzitorie	67
6.8. Concluzii generale	67

ANEXE:

1.1	<i>confidențial</i>
1.2	<i>confidențial</i>
2.7.1	<i>confidențial</i>
2.7.2 – 2.7.3	Structura pe resurse a producției brute din SEN
3.3	<i>confidențial</i>
3.4.1.1	<i>confidențial</i>
3.4.1.2	<i>confidențial</i>
3.4.1.3	<i>confidențial</i>
3.4.1.4	<i>confidențial</i>
3.6	<i>confidențial</i>
3.7	<i>confidențial</i>
3.8	<i>confidențial</i>
3.9	<i>confidențial</i>
3.10	<i>confidențial</i>
3.11	Valori NTC ferme pentru luna aprilie 2026
3.12	<i>confidențial</i>
4.1	<i>confidențial</i>
4.2.1 – 4.2.2	<i>confidențial</i>
4.3	<i>confidențial</i>
4.4.1 – 4.4.3	<i>confidențial</i>
4.5.1 – 4.5.3	<i>confidențial</i>
4.6.1 – 4.6.2	<i>confidențial</i>
5.1	<i>confidențial</i>
5.2	<i>confidențial</i>
5.3	<i>confidențial</i>
5.4	<i>confidențial</i>
6.1	<i>confidențial</i>
6.2	<i>confidențial</i>

1. INTRODUCERE

Scopul studiului este de a fundamenta elementele de stabilire a schemei normale sezoniere, ținând cont de echipamentele disponibile din SEN (RET), de a determina măsurile de regim la retragerea din exploatare a echipamentelor, de stabilire a puterilor admisibile prin secțiunile caracteristice ale SEN și de verificare a condițiilor de stabilitate tranzitorie și a automatizărilor de sistem. În baza acestui scop, studiul furnizează un instrument de lucru, utilizat în conducerea prin dispecer a SEN.

Studiul prezintă analiza și planificarea operațională a funcționării SEN în condițiile de balanță precizate în temă pentru perioada de vară 2026 (01 aprilie 2026 – 30 septembrie 2026) și propune pe baza calculelor, schema normală de funcționare pentru perioada analizată. Tema este prezentată în Anexa 1 și avizată în CTES cu Aviz CTES nr. **50309 /DEN/** Data: 11.12.2025

La elaborarea studiului s-a ținut cont de:

- Programul anual de retragere din exploatare a echipamentelor și instalațiilor din RET pentru executarea programelor de mentenanță și investiții pentru anul 2026 (inclusiv linii de interconexiune);
- Programul anual de retrageri din exploatare pentru lucrări de mentenanță la grupuri pentru anul 2026;
- informații referitoare la perioada analizată de la ELCEN privind prognoza puterilor prioritare și de la ROMGAZ referitoare la valorile puterilor contractate / estimate pentru unitățile dispecerizabile din CTE Iernut;
- informațiile primite de la Operatorii de Distribuție referitoare la consumatori (evoluție consum, puneri în funcțiune a unor stații noi în RED).

S-au luat în considerare și investițiile din RET, RED în curs de derulare, ce urmează să fie puse în funcțiune în perioada analizată.

S-au făcut calcule ținând cont de nivelurile de consum, balanțele de producție și valorile soldului prognozate pentru perioada de timp considerată. Pentru perioada de oprire pentru mentenanță a U1 din CNE Cernavodă s-a considerat o balanță cu 0 MW producție în CEE și CEF, dar cu import 2500 MW. S-a considerat pentru perioada de vară o balanță de puteri cu o producție la vârf de 8500 MW, care acoperă un consum intern de 7000 MW la vârful mediu de sarcină de dimineață și un sold de export de 1500 MW, considerând o funcționare fără insule de consum. S-au luat în considerare și situații cu producție maximă în CEE și export, cât și varianta cu producție zero în CEE și sold de import pentru consum intern de vârf de sarcină mediu și maxim. În cazul palierului de vârf de seară s-a considerat o producție a instalațiilor de stocare de 100 MW.

În analizele de regim s-a considerat funcționarea interconectată a sistemului ENTSO-E cu Turcia, SE Ucraina și Republica Moldova.

S-au analizat regimurile staționare corespunzătoare balanțelor stabilite, pentru condiții normale de funcționare a SEN (N elemente în funcțiune) și unele regimuri de retrageri, urmărind:

- determinarea unui plafon pentru producția centralelor electrice eoliene (CEE), pentru regimul de bază de funcționare analizat;
- încadrarea circulațiilor de putere și a tensiunilor în limitele admisibile pentru verificarea criteriului de siguranță N -1;
- determinarea cazurilor în care este necesară banda secundară de reglaj Q/U ;
- stabilirea restricțiilor și condiționărilor de rețea ce rezultă în funcționarea SEN ;
- analiza pierderilor de putere în RET, stabilirea benzilor pentru nodurile de control ale tensiunii;
- determinarea congestiilor în zona București și în secțiunile caracteristice S4, S5 și S6;
- determinarea capacităților nete de schimb cu partenerii de interconexiune.

În capitolul de stabilitate statică s-au efectuat calcule pentru determinarea puterilor admisibile în secțiunile caracteristice ale SEN.

Capitolul de stabilitate tranzitorie include:

- Verificarea stabilității zonei Cernavodă în condiții de retrageri planificate și funcționare cu producție mare în CEE; se vor identifica măsurile necesare în cazul unor retrageri neplanificate pe liniile semnificative pentru zona Dobrogea;
- verificarea stabilității a CECC Mass Mintia;
- verificarea traseului de restaurare pentru pornirea unui grup din CNE Cernavodă, având sursă de tensiune CEG Midia Năvodari.

2. BALANȚELE DE PUTERE

2.1. Consumuri înregistrate în ziua caracteristică din vara 2025

Înregistrarea valorilor consumului intern brut pentru palierele caracteristice de funcționare în vara 2025 s-a făcut în ziua de miercuri 16 iulie 2025 (pentru vârful de dimineață, vârful de seară și golul de noapte) și în noaptea de 20/21 iulie (pentru golul de sărbătoare).

Valorile consumurilor înregistrate pe ansamblul SEN la palierele specifice în ziua caracteristică au fost:

16 iulie 2025

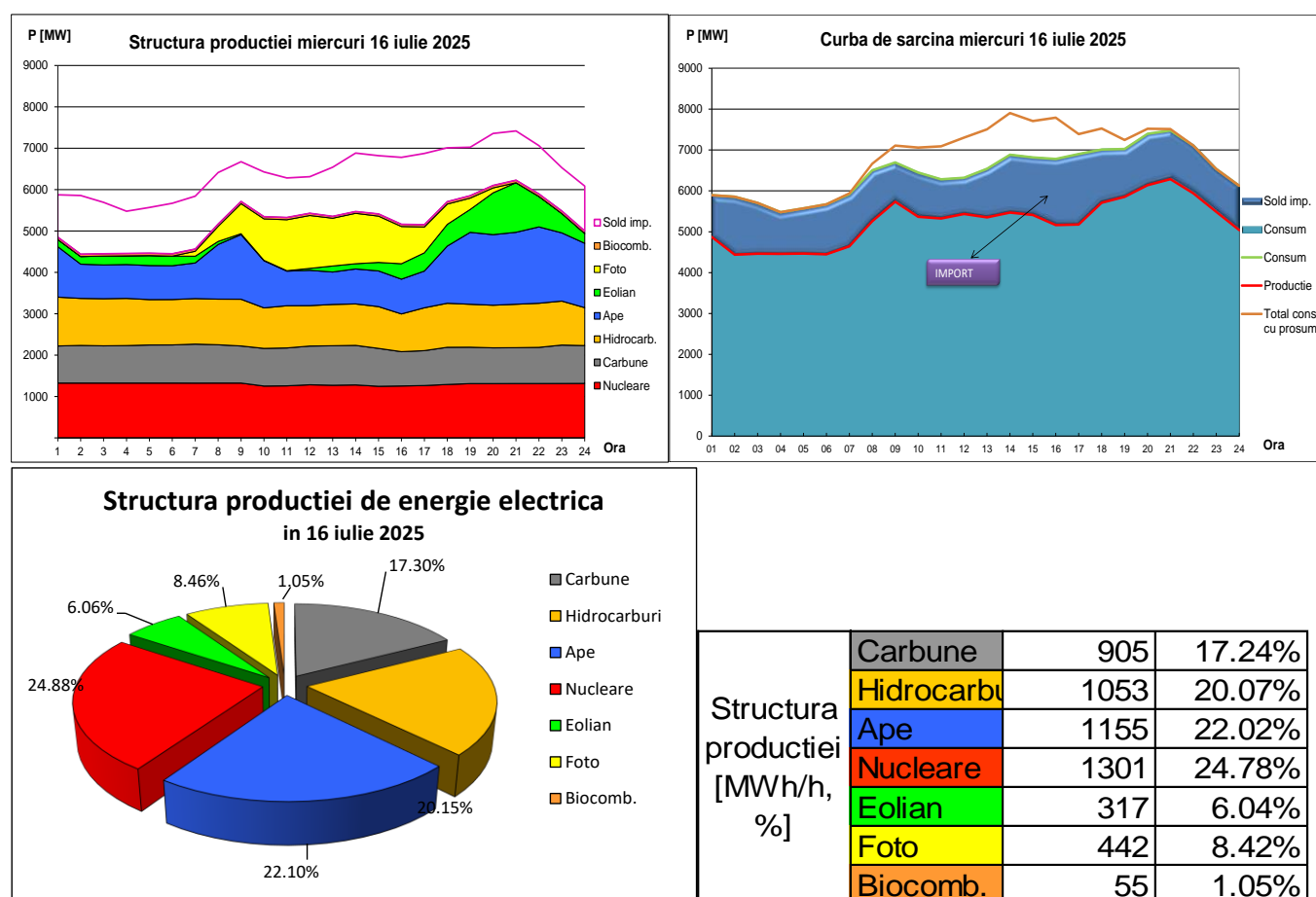
-vârful de dimineață: 6696 MW ora 09

-vârful de seară: 7479 MW ora 21

-golul de noapte: 5479 MW ora 04

21 iulie 2025

-golul de sărbătoare: 4742 MW ora 04.

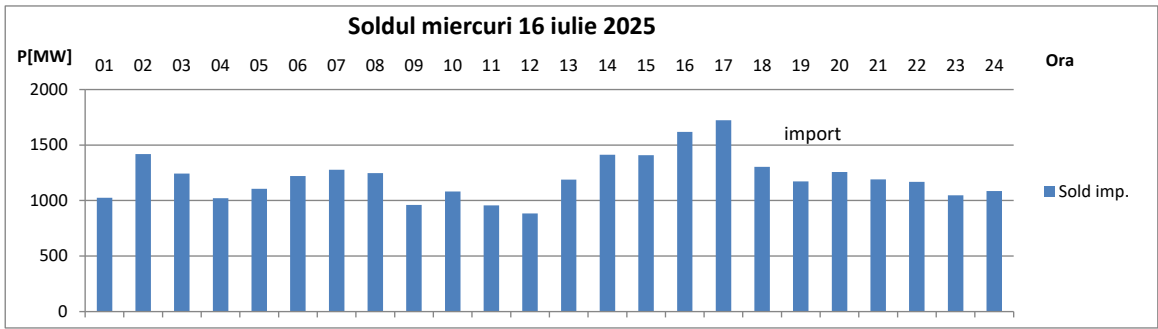


Miercuri 16 iulie 2025 producția în centralele eoliene a reprezentat 6% din energia electrică produsă, iar producția în centralele fotovoltaice a reprezentat 8,5% din energia electrică produsă în această zi. În intervalele orare 21 și 22 puterea medie orară produsă de centralele fotovoltaice a depășit valoarea de 1000 MW. Cea mai mare contribuție la acoperirea sarcinii cu avut-o CNE Cernavoda de 24,8 %.

În această zi puterea produsă fără emisii de CO₂ a reprezentat 62,3 % din totalul producției. Producția prosumatorilor în această zi estimată pe baza datelor meteorologice dedicate furnizate de ANM a depășit 1000 MW / oră în intervalele orare 14 și 16.

În varianta în care considerăm Producția estimată a prosumatorilor ca fiind realizată fără emisii de CO₂ (foto) valoarea procentuală a acestui tip de producție crește la 71,2%.

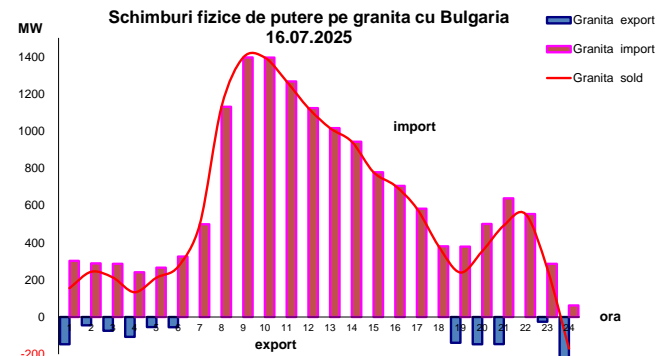
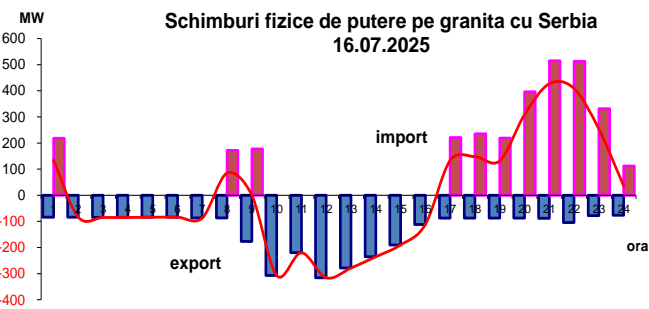
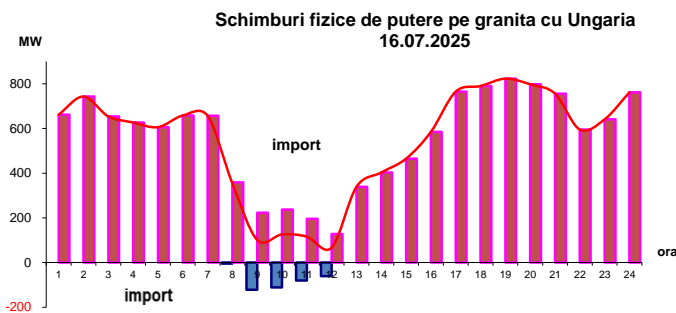
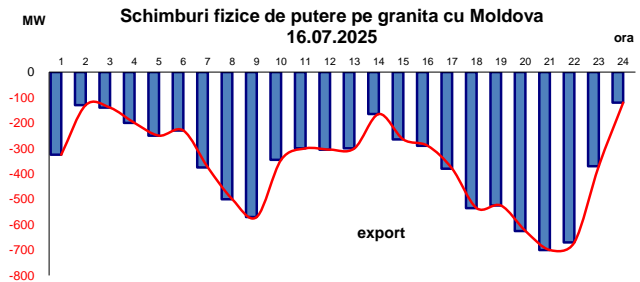
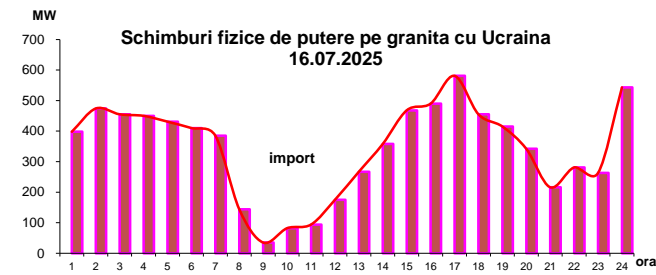
Pe durata întregii zile soldul a fost de import.



Soldul de pe liniile de interconexiune înregistrat a fost rezultatul schimburilor comerciale și tehnice. Schimburile tehnice au fost rezultatul circulațiilor în buclă între sistemele interconectate și al schimburilor pentru reglajul frecvenței.

Repartizarea soldului SEN pe granițe este reprezentată în graficele de mai jos.

Schimburile fizice pe granițe în ziua caracteristică de vară – 16 iulie 2025



2.2. Consumuri înregistrate în vara 2025

Caracterizare meteorologică

În ansamblul ei, vara 2025 a fost o vară plăcută cu temperaturi mai scăzute decât în vara anului 2024.

În luna aprilie 2025, temperatura medie a aerului a avut valori normale pe întreg teritoriul țării. La nivel național, temperatura medie a fost de 10°C, foarte apropiată de media multianuală și de cea din anul 2019.

Valori mai ridicate decât cele normale ale temperaturii s-au înregistrat în Banat, Crișana, Maramureș, Transilvania, Oltenia, cea mai mare parte a Moldovei și în nordul și nord-vestul Munteniei, iar în rest, s-a încadrat în limite normale. Temperatura minimă a fost de -13°C în dimineața zilei de 7 aprilie la Joseni și temperatura maximă 31°C s-a înregistrat în ziua de 17 aprilie la Holod, Chișineu Criș, Vărădia de Mureș, Alba-Iulia și Blaj. Cantitățile totale de precipitații au fost mai mici decât cele normale în cea mai mare parte a țării, iar local abaterile negative au fost foarte mari. Cantitatea totală medie de precipitații la nivel național, de 27,4 l/mp, a fost foarte redusă. Izolat a căzut grindină, au fost vijelii și precipitații sub formă de lapoviță și ninsoare în zonele joase de relief și s-a produs brumă și îngheț la sol.

În luna mai 2025, temperatura medie a aerului la nivel național, de 12,7°C, s-a situat pe locul al cincilea în ierarhia celor mai coborâte temperaturi medii la nivel național, începând din 1961 și până în prezent. Temperaturile minime au fost cuprinse între -4°C în dimineața zilei de 12 mai la Miercurea Ciuc și 18°C în dimineața zilei de 25 mai la Gura Portiței. Temperaturile maxime s-au încadrat între 6°C în ziua de 11 mai la Piatra Neamț și în ziua de 16 mai la Suceava, Rădăuți și Darabani și 31 °C în ziua de 4 mai la Adjud, în ziua de 5 mai la Călărași și în ziua de 23 mai la Giurgiu. Cantitatea totală medie de precipitații la nivel național, de 120,6 l/mp, s-a situat pe locul al patrulea în ierarhia celor mai mari cantități totale medii de precipitații la nivel național, începând din 1961 și până în prezent. Cantitatea totală maximă de precipitații înregistrată în rețeaua stațiilor meteorologice, exceptând zona de munte, a fost de 233,3 l/mp la Bârnova-Radar, în județul Iași. În zona de munte, cea mai mare cantitate totală de precipitații înregistrată în rețeaua stațiilor meteorologice a fost de 268,3 l/mp la Vf. Omu. În rețeaua stațiilor hidrometrice și a posturilor pluviometrice, cantitatea totală maximă de precipitații a fost de 278,3 l/mp la Dâmbu Morii (județul Brașov).

În luna iunie 2025, temperatura medie a aerului a avut valori cu mult mai ridicate decât cele normale pe întreg teritoriul țării. Astfel, temperatura medie la nivel național, de 20,8°C, s-a situat pe locul al doilea în ierarhia celor mai ridicate temperaturi medii la nivel național începând din 1961 și până în prezent, la egalitate cea din anul 2019. Temperatura minimă a fost de 1°C în dimineața zilei de 15 iunie la Miercurea Ciuc, iar temperatura maximă a fost de 40°C în ziua de 26 iunie la Drobeta-Turnu Severinși lunca Dunării.

Au apărut și ploi scurte de vară, zgomotoase, dar cu cantități reduse de apă. Izolat a căzut grindină, au fost vijelii și intensificări de vânt pe crestele munților. Cantitatea totală medie de precipitații la nivel național, de 18,9 l/mp, s-a situat pe primul local în ierarhia celor mai mici cantități totale medii de precipitații la nivel național, începând din 1961 și până în prezent. Indicele temperatură-umezeală (ITU) a atins sau depășit pragul critic de 80 de unități în zilele de 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 17, 18, 19, 24, 25, 26, 27, 28 și 30 iunie.

În luna iulie 2025, temperatura medie a aerului a avut valori cu mult mai ridicate decât cele normale pe întreg teritoriul țării. Temperatura medie la nivel național, de 22°C, a fost printre cele mai ridicate temperaturi medii la nivel național, la egalitate cu anii 2002 și 2023. Temperatura minimă a fost de 4°C în diminețile zilelor de 1 și 2 iulie la Miercurea Ciuc, iar temperatura maximă a fost de 43°C în ziua de 26 iulie la Calafat și Băilești. Cantitatea totală maximă de precipitații înregistrată în rețeaua stațiilor meteorologice, exceptând zona de munte, a fost de 204,6 l/mp la Petroșani. În zona de munte, cea mai mare cantitate de precipitații înregistrată în rețeaua stațiilor meteorologice a fost de 233,4 l/mp la Bălea Lac. Izolat a căzut grindină și au fost vijelii. Indicele temperatură-umezeală (ITU) a atins sau depășit pragul critic de 80 de unități în zilele de 3, 4, 5, 6, 7, 8, 9, 13, 14, 15, 16, 17, 20, 21, 22, 23, 24, 25, 26, 27, 28 și 29 iulie.

Luna august a fost o lună cu temperaturi apropiate de mediile multianuale, dar mai scăzute decât cele din anii anteriori. Temperatura minimă a fost -2°C în dimineața zilei de 25 august la Miercurea Ciuc. Temperatura a fost de 40°C în ziua de 10 august la Sânnicolau Mare și în ziua de 11 august la Calafat, Băilești, Bechet, Caracal și Slatina. Cantitatea totală maximă de precipitații înregistrată în rețeaua

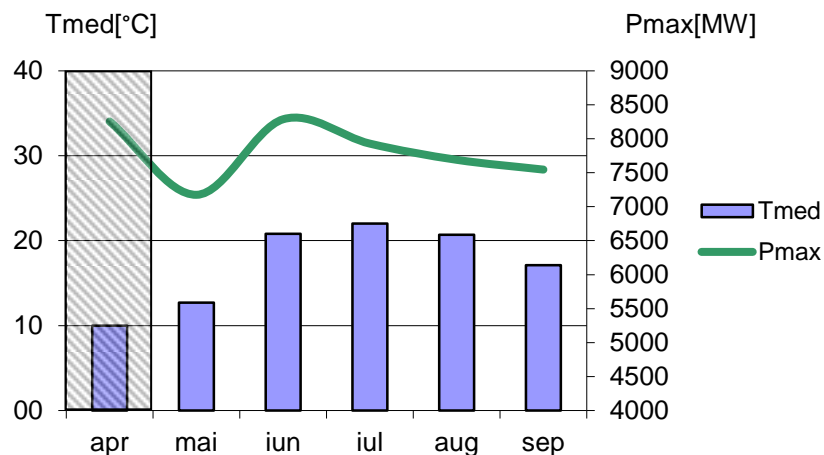
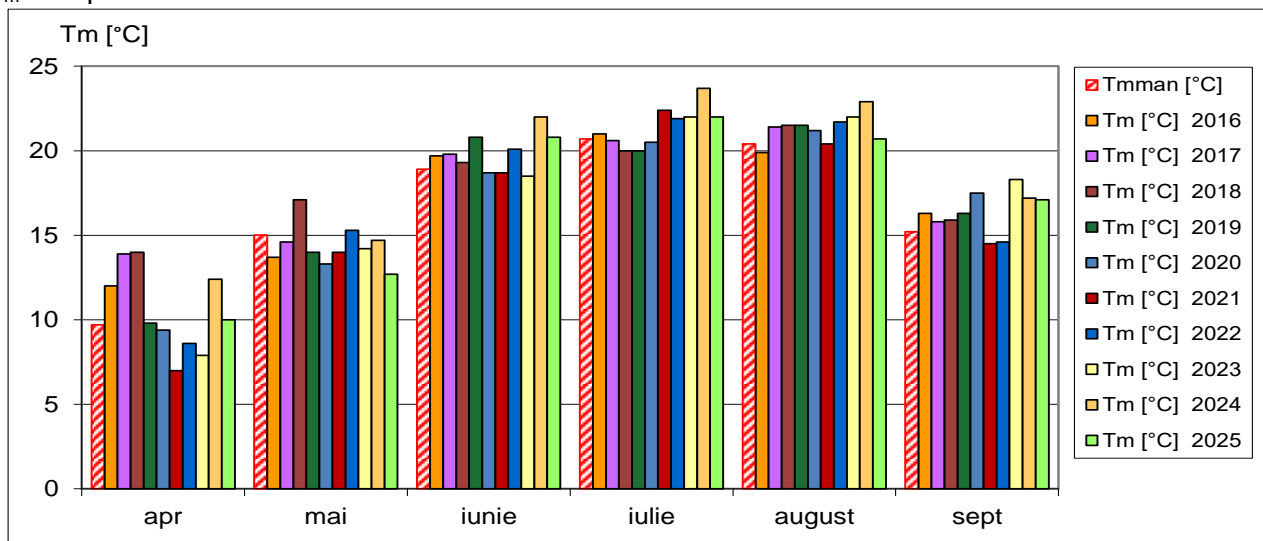
stațiilor meteorologice, exceptând zona de munte, a fost de 96,9 l/mp la Apa Neagră, în județul Gorj. În zona de munte, cea mai mare cantitate totală de precipitații înregistrată în rețeaua stațiilor meteorologice a fost de 139,2 l/mp la Bâlea Lac. Izolat a căzut grindină și au fost vijelii. În prima parte a zilei de 24 august, trecător au fost precipitații sub formă de lapoviță și ninsoare în nordul Carpaților Orientali, la altitudini mai mari de 1700 m. Indicele temperatură-umezeală (ITU) a atins sau depășit pragul critic de 80 de unități în zilele de 3, 4, 5, 6, 8, 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 21, 22, 29 și 30 august.

În luna septembrie 2024, temperatura medie la nivel național a fost de 17,1 °C, peste media multianuala care este de 15,2 °C. Vremea a fost plăcută, săracă în precipitații. Temperatura medie a minimelor a fost de 4,3°C. Temperatura medie a maximelor a fost de 33.1°C. Temperatura medie la București a fost de 20.5°C.

Luna	Tmman [°C]	Tm [°C] 2016	Tm [°C] 2017	Tm [°C] 2018	Tm [°C] 2019	Tm [°C] 2020	Tm [°C] 2021	Tm [°C] 2022	Tm [°C] 2023	Tm [°C] 2024	Tm [°C] 2025
apr	9.7	12.0	13.9	14.0	9.8	9.4	7	8.6	7.9	12.4	10.0
mai	15	13.7	14.6	17.1	14.0	13.3	14	15.3	14.2	14.7	12.7
iunie	18.9	19.7	19.8	19.3	20.8	18.7	18.7	20.1	18.5	22	20.8
iulie	20.7	21.0	20.6	20.0	20.0	20.5	22.4	21.9	22.0	23.7	22.0
august	20.4	19.9	21.4	21.5	21.5	21.2	20.4	21.7	22.0	22.9	20.7
sept	15.2	16.3	15.8	15.9	16.3	17.5	14.5	14.6	18.3	17.2	17.1

Tm- temperatura medie lunară

Tm_m- temp. medie lunara multianuală

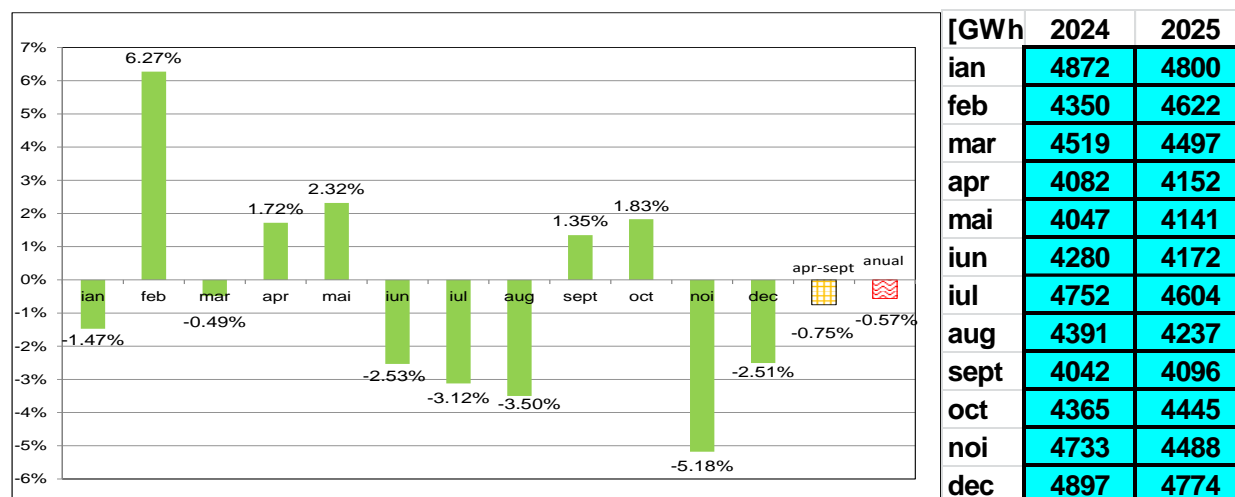


Luna	Tmed	Pmax
apr	10.0	8254
mai	12.7	7175
iun	20.8	8287
iul	22.0	7928
aug	20.7	7690
sep	17.1	7546

La data de 1.01.2026 puterea instalată a prosumatorilor racordați în rețeaua de distribuție depășea 3450 MW. Energia produsă de aceștia la mijlocul zilei, a provocat apariția unei scăderi a

consumului de la prânz, așa numitul Gol de Zi, cât și reducerea vârfului de dimineață sub valoarea vârfului de seară.

Variația % lunară a consumului net în 2025, comparativ cu perioada similară în 2024



Tabelul 2.2.1 Consumuri înregistrate în vara 2025

Realiz. 2025	VD-max/ ora		VD-med/ ora		VS-max/ ora		VS-med/ ora		GS-min/ ora		GS-med/ ora	
Aprilie	7439	9	6604	10	8254	21	7413	21	4020	4	4791	3
Mai	6687	9	5985	9	7175	21	6942	21	4427	3	4638	3
Iunie	6716	10	6040	9	8127	21	7241	21	4309	4	4656	3
Iulie	7439	14	6443	9	7928	21	7460	21	4449	3	5062	4
August	6685	11	5962	9	7690	21	7192	21	4629	4	4793	4
Septembrie	6981	9	6331	9	7546	20	7205	20	4357	3	4567	3
Val.medie	6991		6228		7787		7242		4365		4751	

unde: VD-Vârf de dimineață,
 VS-Vârf de seară,
 GS-Gol de noapte de sărbătoare,
 GN-Gol de noapte pentru zi lucrătoare.

În luna iunie, s-au înregistrat valoarea maximă a consumului (medie orară) de 8127 MW și a fost de 8222 MW valoare instantanee înregistrată joi 26 iunie la ora 21:55. În aceasta zi consumul a depășit 8000 MW în intervalul orar 20 – 22. Puterea produsă de hidrocentrale în acest interval a depășit 2800 MW, atingând valoarea de 3210 MW.

În Duminica Paștelui 20 aprilie 2025 în intervalul orar 10.30 - 16.50 consumul înregistrat a scăzut sub valoarea de 3000 MW. Valoarea minimă a consumului (medie orară) a fost de 2548 MW în intervalul 14 -15, cu o minimă instantanee de 2483 MW la ora 14:57.

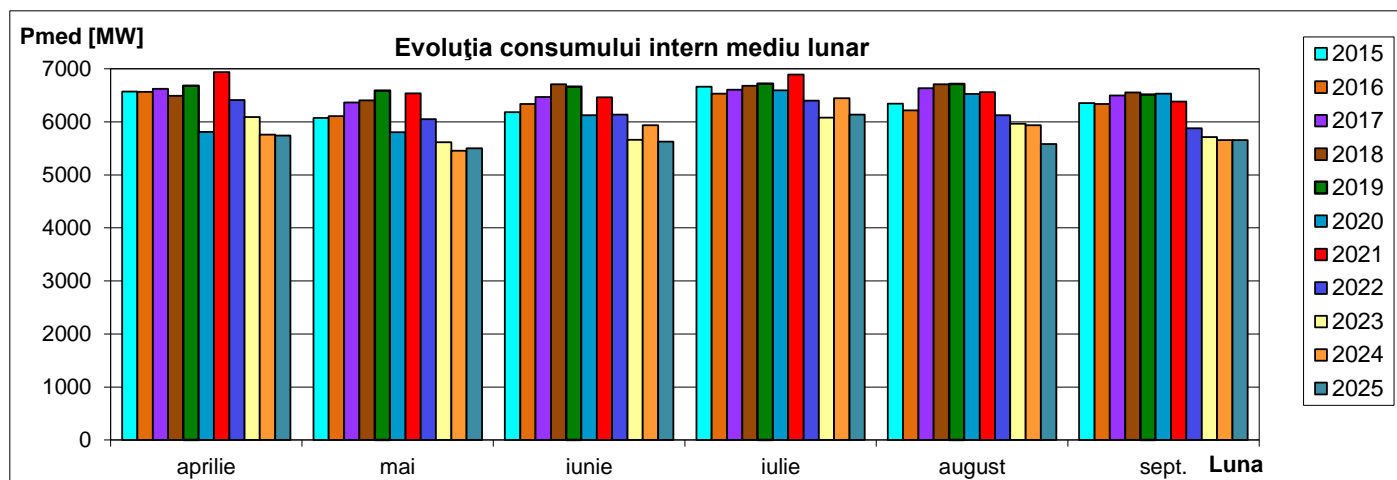
Consumul maxim lunar în decada 2016-2025

Luna	Pmax-2016	Pmax-2017	Pmax-2018	Pmax-2019	Pmax-2020	Pmax-2021	Pmax-2022	Pmax-2023	Pmax-2024	Pmax-2025
apr	8054	8329	8120	8265	8340	8572	7932	8339	7530	8254
mai	7576	7586	7551	7804	8030	7791	7399	6957	7263	7175
iun	8065	8031	8152	8194	8390	8462	7980	7259	7799	8127
iul	7920	8184	7915	8395	8500	8739	8245	7798	8607	7928
aug	7802	8219	8116	8340	8320	8411	7584	7933	7729	7690
sep	7966	7972	7936	7893	8050	7982	7276	7179	7489	7546

Evoluția valorilor consumului mediu lunar din cele 6 luni considerate de vară din perioada 2025 este reprezentată în graficul de mai jos:

Consumul mediu lunar în decada 2016-2025

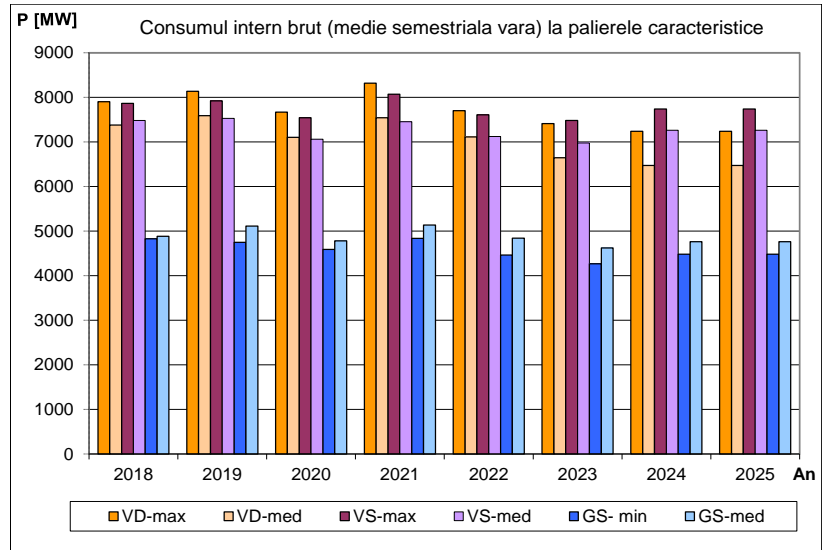
	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025
aprilie	6572	6567	6626	6493	6681	5813	6940	6414	6094	5760	5744
mai	6073	6110	6365	6409	6589	5808	6536	6052	5614	5456	5500
iunie	6181	6340	6471	6710	6664	6128	6464	6138	5660	5938	5626
iulie	6665	6535	6605	6679	6719	6598	6893	6403	6079	6449	6138
august	6341	6219	6637	6710	6715	6528	6560	6128	5966	5940	5584
sept.	6356	6340	6496	6554	6515	6532	6381	5878	5717	5659	5658



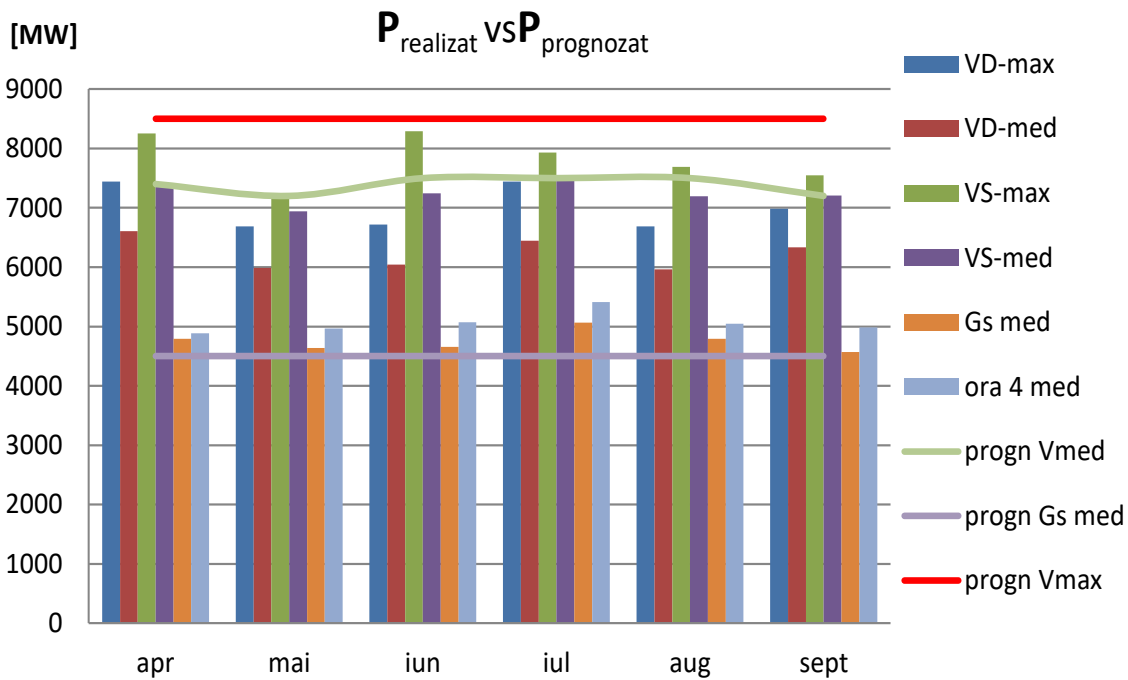
În tabelul și graficul următor este reprezentată variația consumului intern brut (medie semestrială) considerat pentru zilele lucrătoare înregistrat la palierul caracteristic. Se observă că în ultimul an raportul între consumul la vârful de dimineață și cel de seară s-a inversat.

Acest fenomen s-a datorat apariției unui număr mare de prosumatori, care au instalat panouri fotovoltaice. În acest mod o parte a consumului din timpul zilei a fost compensat.

An	VD-max	VD-med	VS-max	VS-med	GS-min	GS-med
2018	7901	7380	7862	7480	4826	4884
2019	8135	7587	7919	7527	4749	5112
2020	7668	7104	7543	7062	4590	4782
2021	8319	7542	8070	7451	4839	5136
2022	7699	7112	7609	7122	4461	4840
2023	7412	6644	7481	6974	4268	4620
2024	7239	6474	7736	7263	4481	4760
2025	7239	6474	7736	7263	4481	4760



Diagnoza valorilor folosite la studiul anterior comparativ cu valorile realizate [MW]



Abaterea prognozei este pozitivă pentru palierul de vârf și negativă pentru gol, deci este acoperitoare.

2.3. Valori de capacitate nete de transfer în vara 2025

- În graficele de mai jos sunt reprezentate pentru cele 6 luni din semestrul de vară a anului 2025:
- curbele valorilor orare ale NTC ferme agreate de import și de export pentru perioada respectivă;
 - programele orare de import și export, curbe care explicitează utilizarea orară a NTC (fig. 2.3.1).

Fig.2.3.1 Programele orare si valorile orare ale NTC de import si de export

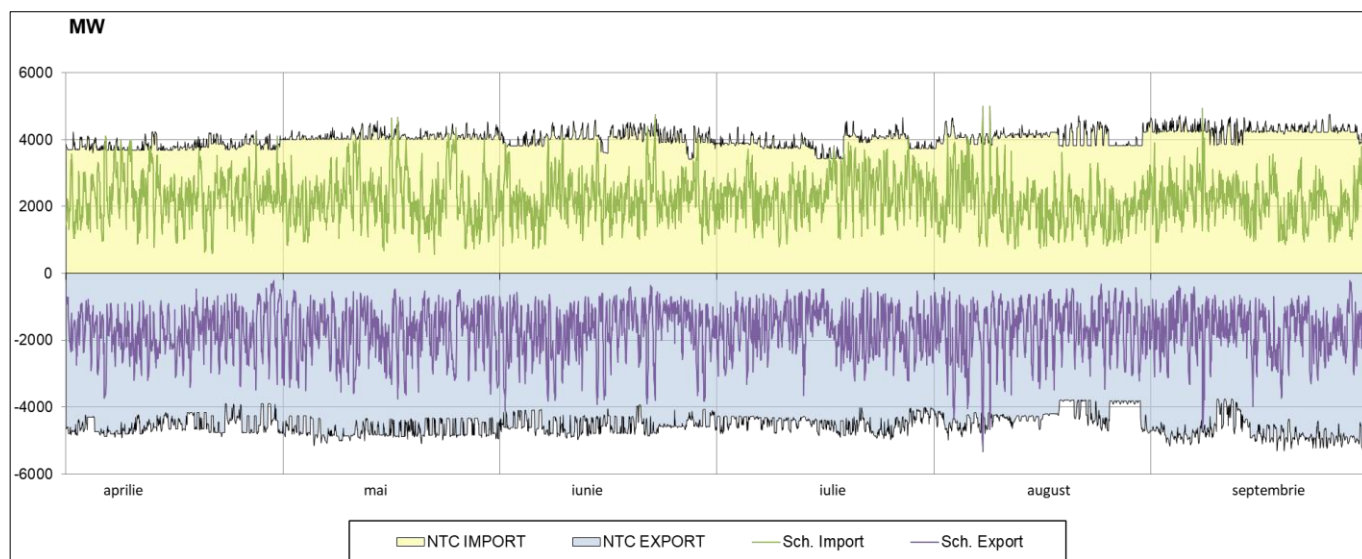
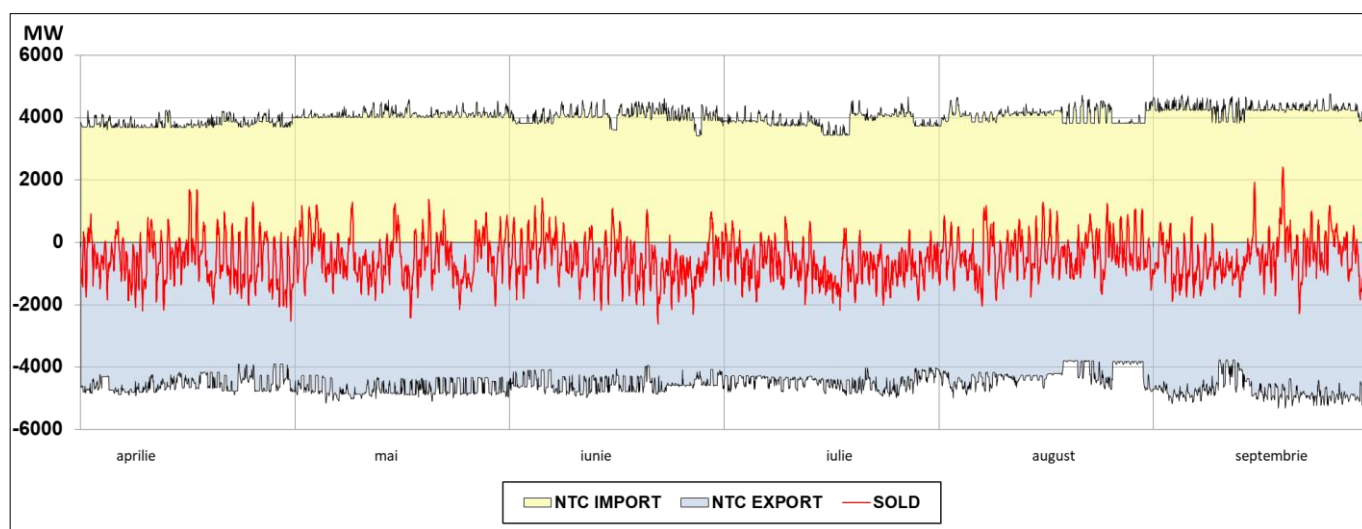


Fig.2.3.2 Soldul orar al perioadei



Rezultatul soldării graficelor de schimb se încadrează în valorile NTC.

2.4. Prognoza evoluției necesarului de energie electrică în vara 2026

Pentru determinarea evoluției cererii interne de energie electrică pe termen mediu au fost analizate atât datele istorice macroeconomice și energetice înregistrate în ultimii ani, pentru evidențierea trendului, cât și informațiile ce reflectă perspectivele viitoare ale pieței, cum ar fi: creșterea numărului de vehicule electrice și de prosumatori, noi consumatori, ajustări structurale în sectoarele utilizatorilor finali, scăderea puterii de cumpărare din România, determinată de creșterea prețurilor / inflației, etc.

Economia României a crescut cu doar 0,7% în 2025, ușor sub valoarea de 0,9% înregistrată în 2024 și se estimează că fundamentele macroeconomice slabe și dezechilibrele structurale în materie de competitivitate, la care se adaugă incertitudinile legate de contextul geopolitic, vor continua să afecteze perspectivele pe termen mediu. Anul 2026 poate reprezenta însă o etapă importantă în procesul de tranziție structurală a economiei naționale către mai multă eficiență și competitivitate, favorizată de finalizarea investițiilor finanțate prin fondurile europene absorbite în ultima etapă a Planului de redresare și reziliență. Astfel, după o dinamică economică modestă înregistrată la începutul lui 2026, se estimează că va urma o ușoară redresare în a doua jumătate a anului, menținându-se perspectiva de circa 1,0%

creștere anuală a Produsului Intern Brut, luată în calcul atât de Comisia Națională de Strategie și Prognoză, cât și de Comisia Europeană.

Pe zona cererii de energie electrică însă, după reluarea, în anul 2024, a trendului pozitiv de evoluție a consumului intern brut, când s-a înregistrat o creștere anuală de 3,5% după scăderile dramatice înregistrate în 2022 (-7,4%) și 2023 (-4,8%) în contextul majorărilor de prețuri la energie, cu efect nefavorabil atât asupra populației cât și a industriei, a urmat o ușoară scădere în anul 2025 (-0,5%).

Inceputul anului 2026, pe fondul condițiilor meteorologice caracterizate de temperaturi scăzute, a venit însă cu valori record ale consumului intern brut de energie electrică din ultimii patru ani, în luna ianuarie înregistrându-se o creștere de circa 7%, față de aceeași lună din 2025.

Pe termen mediu însă, se anticipează o realiniere a traiectoriei anuale a consumului, caracterizată de o creștere modestă la nivelul întregului an. Ținând cont de efectul combinat al variabilelor ce influențează cererea de energie electrică la nivelul SEN, cum ar fi: creșterea numărului de vehicule electrice de diferite categorii și al surselor distribuite de producere a energiei electrice (panouri solare pe acoperiș, a bateriilor, etc), pentru perioada 1 aprilie – 30 septembrie 2026 se estimează un ritm mediu de creștere de circa 1% față de aceeași perioadă din 2025.

Contribuția vehiculelor electrice la evoluția cererii orare de energie electrică la nivelul SEN se evaluează în funcție de o serie de ipoteze legate de structura flotei, comportamentul consumatorilor, infrastructura rețelei de alimentare, tarife etc. Conform estimărilor vehiculele electrice de diferite categorii vor atinge un număr total de 68000 în acest an.

În sens opus, creșterea numărului de prosumatori, a căror capacitate totală se estimează că va depăși 3600 de MW până la finele anului, are un efect de scădere asupra cererii de energie electrică la nivelul SEN, în special la palierele de vârf de vară.

Scenariul de referință corespunzător evoluției consumului intern brut de energie electrică în perioada de vară a anului 2026, reprezentat în Tabelul 2.4.1 și grafic în Figura 2.4.1, a fost determinat din analiza curbelor de sarcină obținute cu programul DFT utilizat în cadrul ENTSO-E - Demand Forecast Toolbox, ce cuantifică și influența condițiilor climatice.

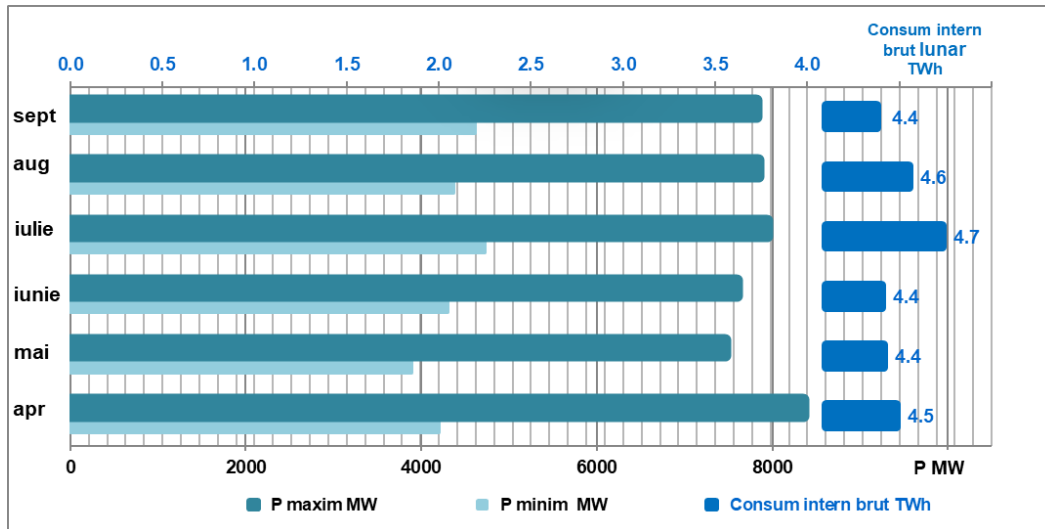
Pe baza datelor din PECD (Pan European Climate Database) -Baza de date disponibilă în cadrul ENTSO-E ce încorporează, pentru fiecare țară, date orare pentru 36 de ani diferiți din punct de vedere meteorologic, referitoare la temperatura aerului, precipitații, viteza medie a vântului și intensitatea radiației solare, au fost determinate limitele de variație ale consumului de energie electrică în funcție de condițiile climatice, pentru sezonul de vară 2026. Scenariul de referință modelat se încadrează în limitele de variație descrise de cele 36 de scenarii climatice diferite reprezentate în PECD.

Tabel 2.4.1 Evoluția necesarului de energie electrică în vara anului 2026

Scenariul de referință

		Aprilie	Mai	Iunie	Iulie	August	Septembrie
Consum intern brut	TWh	4,5	4,4	4,4	4,7	4,6	4,4
Puteri de gol	MW	4204	3884	4298	4726	4365	4614
Puteri de vârf	MW	8353	7467	7597	7941	7848	7827

**Figura 2.4.1 Evoluția consumului intern brut - valori minime, maxime și total lunar
Scenariul de referință – vara 2026**

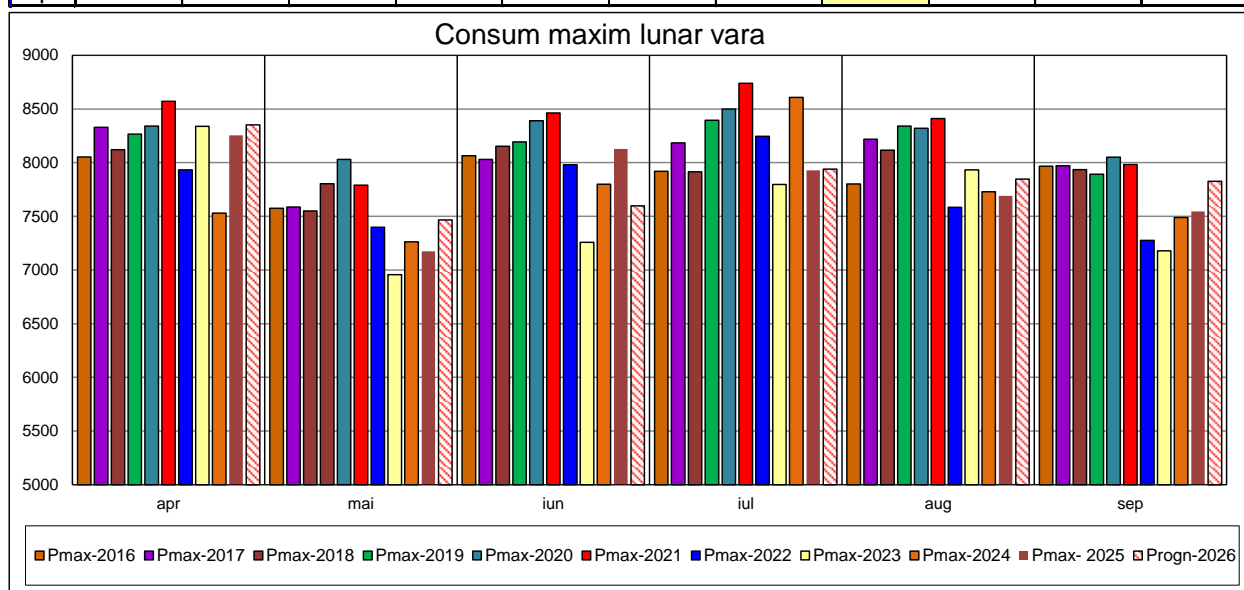


2.5. Consumul intern brut mediu lunar prognozat pentru vara 2026

Pentru stabilirea unui consum brut mediu pentru vara 2026 s-au analizat înregistrările consumului intern brut pentru perioada de vară din anii anteriori, cât și valorile prognozate în cadrul Departamentului Prognoze și Analize (DPA) - valori maxime / minime lunare la palierele caracteristice.

Conform datelor DPA, valorile Pc max lunar prognozate pentru vara 2026 sunt:

Luna	Pmax-2016	Pmax-2017	Pmax-2018	Pmax-2019	Pmax-2020	Pmax-2021	Pmax-2022	Pmax-2023	Pmax-2024	Pmax-2025	Progn-2026
apr	8054	8329	8120	8265	8340	8572	7932	8339	7530	8254	8353
mai	7576	7586	7551	7804	8030	7791	7399	6957	7263	7175	7467
iun	8065	8031	8152	8194	8390	8462	7980	7259	7799	8127	7597
iul	7920	8184	7915	8395	8500	8739	8245	7798	8607	7928	7941
aug	7802	8219	8116	8340	8320	8411	7584	7933	7729	7690	7848
sep	7966	7972	7936	7893	8050	7982	7276	7179	7489	7546	7827



Pornind de la valorile consumului maxim prognozate și utilizând coeficienți de curbă de sarcina s-au obținut valorile medii prognozate pentru palierele de vârf și de gol care se vor analiza.

În acest studiu s-au considerat și s-au analizat 6 paliere de consum pentru care sunt elaborate 6 balanțe de producție considerând soldul corespunzător perioadei.

Tabelul 2.5.

[MW]

Codif. balanta	Productie SEN (MW)	Consum SEN (MW)	Perioada din anul 2026	Palier de consum	Productie			Sold export (MW)
					RES (MW)		CNE (MW)	
					CEE	CEF		
B1	8500	7500	aprilie	VS	2684	0	1350	1000
B2	5300	4500	aprilie-mai	GS	maxim admisibil	0	1350	800
B3	5400	7400	mai-iunie	VS	0	0	650	-2000
B4	8700	7200	iul-sep	VD	2684	2000	1350	1500
B5	6000	8500	iul-sep	VS max	0	0	1350	-2500
B6	6430	7000	iul-sep	MS	500	1000	1350	-570

În consumul prognozat sunt cuprinse și consumurile serviciilor proprii ale centralelor (între 265 MW și 363 MW, în funcție de palierul de sarcină) și pierderile de putere activă în rețelele electrice: RET și RED.

2.6. Capacități de producție

Situația capacităților de producție din SEN la data de 1 ianuarie 2026 și care sunt estimate că vor fi disponibile pentru vara 2026 conform datelor primite de la departamentul RAF, obținute în baza informațiilor transmise de către producătorii de energie electrică, este prezentată în **tabelul 2.6**.

<u>Combustibil</u>	<u>Grupuri</u>	<u>Pi licenta ANRE</u>	<u>P netă</u>	<u>Rpp</u>	<u>Pd</u>
	Nr.	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
Carbune	11	1905.20	1647.30	71.00	1835.00
Hidrocarburi	126	2802.15	2285.55	351.98	2455.21
Ape	878	6687.92	6364.76	269.46	6432.34
Nucleara	2	1413.00	1300.00	0.00	1413.00
Eolian	119	3136.09	3075.79	33.53	3109.96
Biomasa/Biogaz/Altele	58	139.00	127.51	4.97	134.50
Solara	895	3094.16	2991.27	93.82	3008.72
Geotermala	1	0.05	0.00	0.05	0.00
Total	2090	19177.57	17792.18	824.80	18388.72

unde Pi = Putere instalată,

Pnetă = Puterea netă,

Pd = Putere disponibilă,

Rpp = Reducerile permanente de putere.

Conform celor mai recente date centralizate și furnizate de ANRE, puterea instalată (Pi) aferentă prosumatorilor și a instalațiilor de stocare (IS) este:

Nume	Grupuri	Pi
		[MW]
Prosumatori	295476	3454
Stocare	30	494

2.7. Variantele de balanță

Pentru a stabili centralele electrice pe care le vom considera în funcțiune cu scopul de a acoperi cererea internă și contractele comerciale referitoare la schimburi, am ținut cont și de angajamentul României de a atinge ținta de 30,7% energie regenerabilă. Ca primă etapă am considerat reducerea producției pe cărbune și compensarea acestei reduceri cu producție în centrale cu cogenerare de înaltă eficiență distribuite în centre urbane și centrale care utilizează resurse regenerabile.

Stabilirea grupurilor, care participă la producția necesară acoperirii consumului și soldului, s-a făcut ținând cont de:

- Programul anual de retrageri grupuri pentru anul 2026 pentru grupurile termo,
- Programul anual de retrageri grupuri pentru anul 2026 pentru grupurile hidro de la Hidroelectrica,
- informațiile primite de la ELCEN privind prognoza puterilor prioritare,
- informațiile primite de la Operatorii de Distribuție referitoare la consumatori .

Variantele de balanță considerate corespund posibilităților de funcționare a SEN din punctul de vedere al puterii disponibile în SEN și al puterii produse pe tipuri de combustibil. Producțiile centralelor propuse în anexe nu reprezintă o repartiție optimă, fiind valori luate în considerare pentru analiza circulațiilor de puteri, pentru calculele de stabilitate statică, în scopul determinării restricțiilor de rețea în schema completă și cu retrageri din exploatare.

Tabel 2.7

Codif balanța	Producție SEN (MW)	Consum SEN (MW)	Palier de consum	Producție RES			Producția în centrale mari (MW)				Sold exp (MW)
				eoliană (MW)	fotovoltaic (MW)	biomasă (MW)	Termocentrale		CNE	Hidro	
							Cărb	Hidrocar			
B1	8500	7500	VS	2676	0	50	975	501	1350	2618	1000
B2	5300	4500	GS	1500	0	40	605	443	1350	1142	800
B3	5400	7400	VS	0	0	50	954	965	650	2461	-2000
B4	8500	7000	VD	2650	2000	50	490	580	1350	1159	1500
B5	6000	8500	VS max	0	0	50	1010	930	1350	2340	-2500
B6	6430	7000	MS	500	1000	50	550	971	1350	1789	-570

Balanța 1 este dedicată analizei comportamentului sistemului în luna aprilie 2026 la vârf de sarcină cu termoficare. A fost considerat un vârf de seară pentru o perioadă rece și cu vânt intens. Soldul în aceste condiții este estimat că va fi de export de 1000 MW.

Balanța 2 este pentru un palier de consum de gol de noapte de sărbătoare. În cazul balantei 2 se consideră o perioadă cu vânt intens pentru care s-a analizat puterea maximă care ar putea fi produsă în centralele eoliene în condiții de încadrare în parametrii balanței consum – producție. Soldul în aceste condiții este estimat că va fi de export 800 MW.

Balanța 3 reprezintă o structură a producției brute pentru acoperirea consumului la vârful de seară în perioada 10 mai – 04 iulie 2026, când se oprește Unitatea 1 din CNE Cernavodă pentru mentenanța planificată. Se consideră o perioadă cu temperaturi apropiate de valorile medii multianuale calendaristice și fără vânt. În aceste condiții este estimat un sold de 2000 MW import.

Balanța 4 stă la baza calculelor pentru determinarea puterii maxime care ar putea fi produsă în CEE în condiții de respectare a criteriului N-1 de siguranță a sistemului și cu asigurarea rezervelor pentru servicii de sistem (adecvanța sistemului). Este considerată o perioadă cu vânt intens, la amiază în condiții de producții maxime în CEE și CEF. Soldul în aceste condiții este estimat de 1500 MW export.

Balanța 5 propune o variantă de structură a producției brute pentru acoperirea consumului la vârful de dimineață în condiții de temperaturi ridicate (caniculă), fără vânt, vreme însorită și uscată. Soldul prognozat este de 2500 MW import.

Balanța 6 reprezintă un model sezonier de vară care se trimite la ENTSO-E și este utilizat pentru reprezentarea sistemului electroenergetic românesc în calculele din cadrul grupului Network Model Forecast Tool (NMFT). Este considerat un consum de cca. 7000 MW la ora 11, dar este concepută o structură optimă a producției din punctul de vedere al resurselor și cu o producție în CEE și CEF cu probabilitate mare. Soldul considerat este cel agreat cu partenerii de interconexiune de 570 MW import.

În anexele 2.7.1, 2.7.2, 2.7.3 sunt prezentate producțiile în centrale în cele 6 variante de balanță analizate la funcționarea SEN în vara 2026. Schema de calcul este definită în anexa la Tema studiului.

2.8. Servicii de sistem

confidențial

3. REGIMURI STAȚIONARE DE FUNCȚIONARE A SEN

Acest capitol are ca scop analiza regimurilor staționare de funcționare a SEN în perioada 01.04.2026 – 30.09.2026.

S-a considerat SEN funcționând interconectat cu rețeaua europeană continentală sincronă incluzând sistemele electroenergetice din Ucraina, Republica Moldova și Turcia.

Modelul rețelei externe pentru palierul de vârf de sarcină a fost realizat pornind de la prognoza modelului comun de rețea sezonier de vară furnizat de grupa de lucru NM&FT, atribuit zilei de 15.07.2026, ora 10:30 CET, iar pentru palierul de gol de sarcină s-a pornit de la modelul comun de rețea corespunzător zilei de 21.05.2025, ora 03:30 CET. Se menționează că modelele rețelelor externe pentru palierul de vârf și de gol de sarcină au fost prelucrate prin echivalarea rețelelor îndepărtate, cu păstrarea producțiilor importante din aceste țări.

Liniile de interconexiune ale SEN luate în considerare la analiza regimurilor sunt următoarele:

- LEA 400 kV Porțile de Fier – Djerdap;
- LEA 400 kV Roșiori – Mukacevo;
- LEA 400 kV Țânțăreni – Kozlodui d.c. (un circuit în funcțiune și unul în rezervă);
- LEA 400 kV Medgidia Sud – Dobrudja;
- LEA 400 kV Medgidia Sud – Varna;
- LEA 400 kV Arad – Sandorfalva;
- LEA 400 kV Nădab – Bekescsaba;
- LEA 400 kV Isaccea – Vulcănești;
- LEA 400 kV Reșița – Pancevo d.c. (un circuit în funcțiune și unul în rezervă).

Având în vedere balanțele producție – consum – sold estimate în regimurile analizate pentru vara 2026 se poate funcționa doar cu un circuit al LEA 400 kV Țânțăreni – Kozlodui în vederea menținerii nivelului de tensiune în limitele admisibile și reducerea consumului propriu tehnologic. Se poate funcționa și cu ambele circuite ale LEA 400 kV Țânțăreni – Kozlodui luând în considerare capacitățile alocate pe granița România – Bulgaria, tranzitele dinspre zona de sud-est a Europei către zona centrală și rezultatele analizelor de siguranță realizate în etapa de programare sau funcționare în timp real. De asemenea în vederea menținerii nivelului de tensiune în limitele admisibile și reducerea consumului propriu tehnologic, se poate funcționa doar cu un circuit al LEA 400 kV Reșița – Pancevo. Ipoteza schemei de calcul utilizată la prezentul studiu este cu un circuit în funcțiune și cu unul în rezervă pe liniile de interconexiune dublu circuit.

Au fost analizate regimuri staționare de funcționare pentru:

- scheme de calcul, cu retrageri din exploatare de lungă durată. Acestea vor fi considerate ca fiind scheme cu N elemente în funcțiune;
- variante de scheme cu echipamente (linii interne de 220 kV și 400 kV, linii de 400 kV din interconexiune sau unități de transformare) retrase din exploatare pe un interval mai scurt din perioada studiată (la nivelul zilelor sau săptămânilor). Acestea vor fi considerate ca fiind scheme cu N-1 elemente în funcțiune.

Pentru fundamentarea schemei normale de funcționare adaptată condițiilor din perioada de studiu s-au urmărit:

- încadrarea tensiunilor și curenților în limitele admisibile în regimuri de durată, cu respectarea criteriului de siguranță (N-1);
- optimizarea ploturilor de funcționare pentru unitățile de transformare, în scopul reducerii pierderilor în SEN;
- determinarea restricțiilor de funcționare, respectiv a condiționărilor de regim;
- debuclarea rețelei de 110 kV în toate zonele în care aceasta este în paralel cu rețeaua de 220 kV și 400 kV și respectarea criteriilor de siguranță și calitate a energiei electrice;

- identificarea necesităților de utilizare a benzii secundare de reactiv;
 - identificarea unor valori maxime posibile ale producției CEE (dar nu mai mult de 90% din producție), în anumite regimuri, în condiții de siguranță în funcționare a SEN;
 - determinarea congestiilor în zona București și în secțiunile caracteristice S4, S5 și S6;
- determinarea capacităților nete de schimb maxime negarantate.

3.1. Schema de calcul

Retragerile de lungă durată din exploatare pentru lucrări de retehnologizare (RTh) sunt cele cuprinse în Programul anual de retragere din exploatare a echipamentelor și instalațiilor din RET în anul 2026 (PAR 2026), în corespondența cu DET-urile și în Planul de dezvoltare RET.

Se ține cont și de indisponibilități, puneri în funcțiune, decalări / devansări de lucrări, în măsura în care informațiile sunt disponibile.

Echipamentele din RET retrase din exploatare sau indisponibile și cele puse în funcțiune, centrale noi pe diverse tipuri de resurse sau instalații noi de stocare, luate în considerare în schema de calcul, sunt prezentate în continuare.

S-a considerat o singură schemă de calcul pentru perioada analizată.

DET Bacău:

- LEA 110 kV Hanu Conachi în rezervă caldă în stația 110/20 kV Liești, iar LEA 110 kV Abator și LEA 110 kV Smârdan în rezervă în stația 110 kV Brăilița.

- RTh **Smârdan**: în vederea trecerii de la soluțiile provizorii de funcționare la cea finală, continuă desfășurarea etapizată a lucrărilor.

Ipoteza considerată pentru schema de calcul este: Trafo 1 (Trafo 2 vechi) – 250 MVA, 400/110 kV în funcțiune, Trafo 2 nou – 250 MVA, 400/110 kV retras din exploatare. LEA 400 kV Smârdan – Isaccea circ. 2 în funcțiune, iar LEA 400 kV Smardan – Isaccea circ. 1 retrasă din exploatare, neschimbată față de studiul de iarnă 2025 – 2026.. Stația nouă 400 kV are două diametre și se lucrează în continuare la diametrele 3, 4 și 5.

Sunt necesare măsuri de regim: CLT 110 kV Smârdan în funcțiune între barele 2A și 2B 110 kV.

În continuare este în funcțiune linia lungă provizorie LEA 400 kV Cernavodă – Lacu Sărat derivație Gura Ialomiței provizorat, realizat cu circ.1 LEA 400 kV Cernavodă – Gura Ialomiței și LEA 400 kV Gura Ialomiței – Lacu Sărat.

Nu a fost modelată stația nouă de conexiuni 220 kV Frumușița.

- Stația **Isaccea**

Se va funcționa cu bare 400 kV stația nouă separată de stația veche, astfel:

- bara 2 – 400 kV nouă: LEA 400 kV Rahman, LEA 400 kV Vulcănești și LEA 400 kV Tulcea Vest;

- bara 2 – 400 kV veche: LEA 400 kV Lacu Sărat și LEA 400 kV Smârdan circ.2;

- bara 1A – 400 kV: LEA 400 kV Stupina

- LEA 110 kV Războieni – Roman Nord, LEA 110 kV Vatra – Ruginoasa 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.

- Nu s-au modelat suplimentar față de iarna 2025-2026, CEF și IS.

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 $I_{adm\ 30^\circ C}=485$ A pe LEA 110 kV Băltăgești – Gura Ialomiței, ținând cont de secțiunea conductoarelor active dintre celula LEA 110 kV

Băltăgești până la stâlpul nr. 1 din stația Gura Ialomiței (185 mm²), deși de la stâlpul nr. 1 din stația 110 kV Gura Ialomiței până în stația 110 kV Băltăgești, conductorul activ are secțiune superioară;

- **RTh Medgidia Sud:**

Se consideră că RTh Medgidia Sud 400 kV nu este finalizată, Trafo 2 – 250 MVA, 400/110 kV în funcțiune, cu CT 110 kV Medgidia Sud conectată.

- **Stația Brazi Vest:**

AT3 400 MVA, 400/220 kV este pus în funcțiune, după remedierea neconformităților;

- **Stația București Sud:**

Se consideră în funcțiune Trafo 3 și Trafo 4, 250 MVA, 400/110 kV București Sud. Se consideră AT4 400/220 kV în funcțiune cu derogare pe plotul 13.

- Se consideră în funcțiune LEA 400 kV Cernavodă – Gura Ialomiței circ. 1, 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.), 110 kV Pipera (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.

- TC 110 kV din stația Medgidia Sud pe liniile de 110 kV Medgidia 1 și Mircea Vodă – derivație Făclia au fost înlocuite deja din vara 2024 cu echipamente cu curent nominal superior, $I_n = 1250$ A;

- Este în funcțiune noua stație 220 kV Călugăreni (intrare – ieșire în LEA 220 kV Ghizdaru – București Sud, circ. 2);

- S-au modelat suplimentar față de iarna 2025-2026 CEF Ciorani 2 (49 MW), CEF Gălbiori 2 (35 MW), CEF Giurgiu (50 MW), IS Gălbiori 2 parte din CEM (30 MW), IS Gălbiori 3 parte din CEM (24 MW), IS Șotânga 1 (60 MW), IS Șotânga 2 (30 MW);

- Se menționează că în funcție de producția în CEE din secțiunea S6 în diversele cazuri analizate, se vor opera unele buclări în RED.

DET Craiova:

- **Stația Slatina:** Se consideră o singură unitate de transformare 400/220 kV în stația Slatina (consum redus al Alro Slatina);

- S-au considerat LEA 110 kV Argeș Sud – Jiblea, Valea Danului – Cornetu – derivație Gura Lotrului în funcțiune;

- Se consideră în funcțiune dispozitivul de reglaj al tensiunii de tip **STATCOM**, în stația 400 kV Bradu;

- **Stația 220/110 KV Calafat:** este în proces de re tehnologizare începută din 2025, și va fi retrasă în acest scop. Va fi în funcțiune provizoriul LEA 220 kV Cetate – Calafat (funcționând pe celula mobilă 1 – 220 kV în stația Calafat), cu ocolirea stației 220 kV Calafat, cu menținerea AT 200 MVA, 220/110 kV Calafat în funcțiune; există provizorate și în stația 110 kV;

- Bobinele de compensare din stațiile 400 kV **Bradu, Urechești** și una din cele două bobine din stația **400 kV Țânțăreni** sunt disponibile;

- Este în funcțiune noua stație 220 kV **Studina** (intrare – ieșire în LEA 220 kV Turnu Măgurele – Craiova Nord);

- Pe parcursul semestrului de vară va fi retrasă CHE Vidraru, au fost retrase definitiv din exploatare TA7 CTE Isalnita și TA7 CTE Turceni, 4, la CET Craiova II puterea maximă ce poate fi produsă a fost limitată la 130 MW/centrală

- Nu s-au modelat suplimentar față de iarna 2025-2026, CEF și IS.

DET Timișoara:

- Ambele unități de transformare din stația **400/110 kV Oradea Sud** în funcțiune, 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 Brad în funcțiune la bara 1 – 110 kV și LEA 110 kV Vârfurile și LEA 110 kV Sudrigiu 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 singură pe bara 2 – 400 kV, înseriată prin CT 400 kV, restul echipamentelor funcționând la 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 pentru Oțelărie Hunedoara este din stația 220 kV Hășdat;

- **RTh Reșița:**

Este în funcțiune provizoratul LEA 220 kV Reșița – Iaz circ. 2 care funcționează pe o celulă mobilă, racordată rigid la bara 1 – 220 kV în stația Reșița. LEA 220 kV Reșița – Iaz circ. 1 este în funcțiune în regim special de exploatare cu întreruptorul deconectat în stația Iaz.

Se mențin provizoratele LEA 220 kV Timișoara circ. 1 și circ. 2 în funcțiune pe celulele Iaz circ. 2, respectiv circ. 1 re tehnologizate;

Se consideră în funcțiune AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Reșița și Trafo 250 MVA, 400/110 kV la B2 – 400 kV și în rezervă caldă;

- Stația **Mintia**

AT4 – 400 MVA, 400/220 kV Mintia retras definitiv din exploatare. Se menține schema cu CC1 – 220 kV în funcțiune în regim de CT, CC2 – 220 kV este retrasă din exploatare pentru implementarea proiectului de racordare la SEN a noilor capacități de producție din CECC Mass Mintia;

- Stația **Timișoara:**

Pentru crearea condițiilor de realizare a lucrărilor de construcție a stației 400 kV și a cuvei AT3, s-a realizat provizoratul LEA 220 kV Reșița – Timișoara circ. 2 – Săcălaz provizorat, constând în întregirea LEA 220 kV Resita – Timișoara circ. 2 cu LEA 220 kV Timișoara – Săcălaz;

- Rețeaua de 110 kV în zonele **Baru Mare, Hășdat, Pestiș** este similară cu cea din iarna 2025-2026:

Stația 110 kV Baru Mare are CL 110 kV și CT2A 110 kV deconectate. LEA 110 kV Hațeg și LEA 110 kV Pui în funcțiune la bara 2A – 110 kV și LEA 110 kV Oțelu Roșu în funcțiune la bara 1 – 110 kV.

Zona 110 kV Paroșeni – Baru Mare va funcționa debuclat de zona 110 kV Hășdat – Peștiș – Mintia. În Petrila CT 110 kV deconectată și LEA 110 kV Baru Mare circ. 2 deconectată în Paroșeni;

Zona 110 kV Hășdat se buclează cu zona 110 kV Pestiș – Mintia prin deconectarea CT 110 kV Laminoare și conectarea LEA 110 kV Pestiș – Laminoare circ. 1 și circ. 2;

- S-a modelat suplimentar față de iarna 2025-2026 IS Carani parte din CEM (37.5 MW);

- Bobinele de compensare din stațiile 400 kV **Arad, Mintia și Oradea Sud** sunt disponibile. BC 400 kV Oradea Sud este în funcțiune pe Bara 2 – 400 kV înseriată prin CT 400 kV;

DET Cluj:

- În schema de calcul, topologia secțiunii S4 se menține cu debuclare în RED 110 kV. LEA 110 kV Lechința – Deda se menține conectată ca în schema normală din sezonul de iarnă 2025-2026;

- Se consideră în funcțiune dispozitivul de reglaj al tensiunii de tip **STATCOM**, în stația 400 kV Sibiu Sud;

- **CTE Iernut/CECC Iernut** (centrala veche/nouă) este considerată în funcțiune în diverse regimuri de funcționare;

- **Statia Cluj Floresti**

AT1 si AT2 - 200 MVA 220/110 kV in funcțiune, CT 110 kV in rezervă caldă (ca urmare a punerii în funcțiune a IS Florești 1 și 2).

- S-au modelat suplimentar față de iarna 2025-2026 CEF Satu Mare 2 (27 MW), CEF Șimleu 1 și 2 (80 MW), IS Nervia 3 parte din CEM (30 MW), IS 2 Câmpia Turzii (30 MW), IS Florești 1 și 2 (2 * 96.6 MW);

- Bobinele de compensare din stațiile 400 kV **Sibiu Sud, Roșiori, Dârste, Gădălin** sunt disponibile. BC 400 kV Gădălin este menținută în funcțiune.

Retragerile din exploatare de durată mai scurtă decât cele menționate mai sus sunt analizate la capitolele de regimuri cu un echipament retras din exploatare și cu verificarea criteriului de siguranță (N - 1).

La modelarea transformatoarelor și autotransformatoarelor s-au utilizat parametrii unităților de transformare noi puse în funcțiune ca urmare a încheierii lucrărilor de RTh sau a înlocuirii acestora.

Modelarea CEE, CEF, CEM pentru calculele de regimuri staționare s-a făcut la tensiunea de 110 kV sau 400 kV. La modelarea acestora s-a considerat banda de variație a puterii reactive corespunzând respectării cerinței privind $\cos \varphi$ în punctul comun de conectare, anume: $-0.9 < \cos \varphi < 0.9$ la CEE și $0.9 < \cos \varphi < 0.9$ la CEF care debitează în RED 110 kV. CEF care debitează în rețeaua de MT sunt considerate fără schimb de putere reactivă cu rețeaua electrică.

3.2. Variante de regimuri analizate

S-au stabilit 6 regimuri de funcționare a SEN, regimuri care au în vedere balanțele de putere determinate în capitolul 2. Variantele de regim analizate sunt prezentate în Tabelul 3.1.

Tabelul 3.1.

Regim	Tip palier	Palier consum [MW]	Prod. in CEE [MW]	Prod. in CEF [MW]	Prod. in CECC Petrom Brazi [MW]	Prod. in CNE [MW]	Sold export [MW]
R1	VS aprilie	7500	**) 2683 ↘ 2684	0	<i>confidențial</i>	1350	1000
R2	GS sărbătoare	4500	1500	0		1350	800
R3	VS V	7400	0	0		650	-2000
R4*)	VD V	7000	**) 2683 ↘ 2650	2000		1350	1500
R5	VS V max (CEE=0)	8500	0	0		1350	-2500
R6	VD V sezonier	7000	500	1000		1350	-570

*) R4 este regim de bază.

Pe acest regim de vârf se efectuează calcule de stabilitate statică, stabilitate tranzitorie, managementul congestiilor.

**) Producția în CEE în regimurile cu producție inițial ridicată este cea stabilită în urmă parcurgerii mai multor iterații, pornind de la valoarea inițială propusă prin temă (valoarea puterii instalate, mai precis puterea disponibilă netă) și ajungând la o valoare astfel încât:

- să poată fi acoperit palierul de consum cu producție;

- să se asigure serviciile tehnologice de sistem;
- să se respecte soldul estimat;
- să fie respectat criteriul de siguranță (N – 1) în schemă completă.

3.3. Analiza regimurilor de funcționare în schema N

Pentru analiză regimurilor de funcționare, generatoarele cu o putere instalată de cel puțin 50 MW au fost modelate individual considerând și nodul de medie tensiune. Suplimentar, s-au modelat la medie tensiune și generatoarele din CHE Gogoșu, Porțile de Fier II, Remeți, Munteni, având puteri instalate mai mici de 50 MW. Celelalte centrale cu o putere instalată mai mică de 50 MW, inclusiv CEE și CEF, au fost modelate la bară 110 kV sau 400 kV pentru calculele de regim permanent.

3.3.1. Prezentarea CEE modelate

S-au modelat în regimuri CEE dispeceerizabile cu o putere instalată mai mare sau egală cu 5 MW aflate în exploatare la data de 01.09.2025. S-a considerat banda de variație a puterii reactive corespunzând respectării cerinței privind $\cos \varphi$ în punctul comun de conectare, anume: $-0.9 < \cos \varphi < 0.9$ pentru CEE. CEE dispeceerizabile modelate au fost considerate ca făcând parte din anumite **zone** de rețea, la care se va face referire pe parcursul studiului. În general, impactul producției CEE din fiecare zonă asupra circulațiilor de putere într-un anumit regim este comun. Gruparea pe zone permite luarea unei decizii de limitare a puterii produse de CEE în mod specific, doar pentru acele CEE care influențează încărcarea peste limita admisibilă a unui anumit element.

Zonele în care se află CEE sunt următoarele:

- **zona 110 kV Dobrogea**, compusă din:

- **zona Tulcea;**
- **zona Constanța – Medgidia;**

În cadrul zonei Constanța – Medgidia se definește **zona Hârșova – Medgidia Sud – Constanța Nord**.

- **zona Dobrogea** este compusă din **Dobrogea 110 kV**, **zona stațiilor 400/110 kV Tariverde**, **400/110 kV Stupina și 400/110 kV Rahman**;

- **zona secțiunii S6**, compusă din:

- **zona Dobrogea;**
- **zona 110 kV Lacu Sărat – Smârdan;**
- **zona Băltăgești – Gura Ialomiței;**

- **zona Moldova** (inclusiv zona Buzău);

- **zona Banat**.

În Tabelul 3.2. se prezintă valorile însumate ale puterii nete disponibile **modelate** a CEE din fiecare **zona** descrisă mai sus, precum și gruparea lor pe **DET-uri**.

Tabelul 3.2.

DET și zone	Pd netă [MW]
DET 1	371
DET 2	2540
DET 4	71
zona 110 kV Constanța – Medgidia	601
<i>din care Hârșova – Medgidia – Constanța</i>	<i>311</i>
zona Tulcea	487
zona 110 kV Lacu Sarat, Smârdan	159
zona stațiilor 400/110 kV Stupina și Rahman	590
zona stației 400/110 kV Tariverde	585
zona Dobrogea	2262

zona Băltăgești – Gura Ialomiței	250
zona Moldova	240
zona Banat	71
Total SEN	2982

Se menționează că nu au fost modelate CEE nedispecerizabile, cuantumul puterii nete disponibile a acestora, la data de 01.03.2026, fiind aproximativ 60 MW.

3.3.2. Prezentarea CEF modelate

Modelarea CEF dispecerizabile s-a făcut la 110 kV pentru calculele de regim permanent. În Tabelul 3.3. se prezintă acele CEF modelate care includ și CEF noi pentru care am avut informații în avans, DET-ul în care se află, stația în care a fost modelată ca fiind racordată CEF respectivă și puterea disponibilă netă la 01.03.2026. S-a considerat banda de variație a puterii reactive corespunzând respectării cerinței privind $\cos \varphi$ în punctul comun de conectare și anume: $-0.9 < \cos \varphi < 0.9$ pentru CEF care debitează la 110 kV și schimb de reactiv 0 cu rețeaua pentru cele care debitează în rețeaua electrică de medie tensiune.

S-au considerat CEF în funcțiune în regimul corespunzător palierelor de dimineață R4 și R6, cu producție de 2000 MW, respectiv 1000 MW.

Tabelul 3.3.

DET	Pd. netă modelată [MW]
1	136
2	1117
3	457
4	347
5	706
Total SEN	cca. 2762

3.3.3. Schema cu N elemente în funcțiune

Analiza regimurilor de funcționare în schema N are ca scop:

- obținerea unor regimuri economice de funcționare prin minimizarea circulațiilor de putere reactivă;
- verificarea criteriului de siguranță (N – 1) pentru toate regimurile stabilite.

În continuare, sunt prezentate rezultatele analizelor după cum urmează:

- Circulațiile de putere;
- Valorile tensiunilor;
- Consumurile proprii tehnologice din RET și RED 110 kV;
- Verificarea criteriului de siguranță (N – 1).

A. Circulații de putere

Regimul R4, ca regim de bază, este definit de topologia prezentată în paragraful 3.1., balanța 4, palier de consum VDV, sold de export 1500 MW, bandă primară de variație a puterii reactive pentru generatoarele modelate la borne, producție CEE redusă de la cca. 2684 MW (90% Pdisp) la cca. 2650 MW, cu producție în CEF de 2000 MW. Modul de stabilire a producției maxim admisibile a CEE este prezentat la capitolul D, Regim R4.

LEA 220 kV cele mai încărcate în regimul R4 sunt prezentate în ordine în tabelul următor.

	Denumire linie / sens circulație P			Circulație
	din		către	P[MW]
L 220 kV	București Sud	-	Fundeni circ.1	138
L 220 kV	București Sud	-	Fundeni circ.2	138
L 220 kV	Dumbrava	-	Stejaru	101
L 220 kV	Porțile de Fier	-	Reșița circ.1	81
L 220 kV	Porțile de Fier	-	Reșița circ.2	81
L 220 kV	Retezat	-	Hășdat	98
L 220 kV	Brazi Vest	-	Teleajen	96
L 220 kV	Gutinaș	-	Dumbrava	95
L 220 kV	Barboși	-	Filești	89
L 220 kV	Mintia	-	Alba Iulia	86
L 220 kV	Craiova Nord	-	Studina	85
L 220 kV	Lacu Sărat	-	Filești	81
L 220 kV	Porțile de Fier	-	Reșița	81
L 220 kV	Porțile de Fier	-	Reșița	81
L 220 kV	Barboși	-	Focșani Vest	78
L 220 kV	Focșani Vest	-	Gutinaș	74
L 220 kV	Călugăreni	-	București Sud	70
L 220 kV	Urechești	-	Târgu Jiu	67
L 220 kV	Târgu Jiu	-	Paroșeni	67
L 220 kV	Teleajen	-	Stâlp	68
L 220 kV	Cetate	-	Porțile de Fier	64
L 220 kV	Cetate	-	Porțile de Fier	64
L 220 kV	Mostiștea	-	București	64
L 220 kV	Hășdat	-	Pestiș	63
L 220 kV	Hășdat	-	Mintia	61

Nicio linie de 220 kV nu depășește puterea naturală (de cca. 150 MW).

LEA 400 kV cele mai încărcate în regimul R4 sunt prezentate în ordine descrescătoare în tabelul următor.

	Denumire linie / sens circulație P			Circulație
	Din		către	P[MW]
L 400 kV	Tulcea Vest	-	Isaccea	707
L 400 kV	Isaccea	-	Vulcănești	531
L 400 kV	Gura Ialomiței	-	București Sud	507
L 400 kV	Cernavodă	-	Pelicanu	470
L 400 kV	Smârdan	-	Gutinaș	442
L 400 kV	Cernavodă	-	Medgidia Sud	432
L 400 kV	Medgidia Sud	-	Dobrudja	423

L 400 kV	Medgidia Sud	-	Varna	421
L 400 kV	Porțile de Fier	-	Djerdap	394
L 400 kV	București Sud	-	Domnești	380
L 400 kV	Pelicanu	-	București Sud	360
L 400 kV	Tariverde	-	Tulcea Vest	328
L 400 kV	Isaccea	-	Smârdan circ.1	301
L 400 kV	Constanța Nord	-	Cernavodă	279
L 400 kV	Reșița	-	Pancevo, circ.1	242
L 400 kV	Porțile de Fier	-	Reșița	237
L 400 kV	Cernavodă	-	Gura Ialomiței circ.2	232
L 400 kV	Mukacevo	-	Roșiori	205
L 400 kV	Tariverde	-	Constanța Nord	209
L 400 kV	Brașov	-	Gutinaș	184
L 400 kV	Rahman	-	Isaccea	176
L 400 kV	Cernavodă	-	Gura Ialomiței	176
L 400 kV	Cernavodă	-	Gura Ialomiței	170
L 400 kV	Țânțăreni	-	Arefu	169
L 400 kV	Lacu Sărat	-	Smârdan	169
L 400 kV	Urechești	-	Porțile de Fier	159
L 400 kV	Bacău Sud	-	Roman Nord	158
L 400 kV	Isaccea	-	Lacu Sărat	157
L 400 kV	Gutinaș	-	Bacău Sud	151

Se menționează că au fost excluse din această ordonare liniile de evacuare din centrale.

În cazul primelor 4 linii de 400 kV se depășește puterea naturală (de cca. 450 MW). Au fost marcate distinct liniile de interconexiune.

Circulațiile de putere în RET în schemă completă pentru toate regimurile analizate sunt prezentate în **anexele confidențial**.

Schimbul de putere reactivă cu sistemele vecine trebuie să fie foarte redus, pentru a respecta prevederile din convențiile de exploatare pe liniile de interconexiune.

B. Nivelul de tensiune și stabilirea domeniului de variație al tensiunii

Nivelul de tensiune din SEN pentru un anumit palier de consum este influențat de gradul de utilizare a mijloacelor de compensare a puterii reactive și de disponibilitatea acestora:

- generatoarele sincrone din centralele electrice clasice prin modificarea tensiunii la borne, utilizând bandă primară de putere reactivă din diagrama de capacitate P – Q, CEE și CEF cu diagramele P-Q corespunzătoare, grupurile eoliene de tipul „wind free”, precum și bateriile de condensatoare și bobinele de compensare din CEE, CEF racordate în rețeaua electrică de 110 kV;

- bobinele de compensare;

- ploturile de funcționare ale unităților de transformare de sistem și bloc.

Rezultatele privind bobinele de compensare conectate și ploturile de funcționare ale unităților de transformare sunt reprezentate în anexele:

- **anexa confidențial**: Bobinele de compensare conectate în regimurile analizate;
- **anexa confidențial**: Ploturile de funcționare ale transformatoarelor 400/110 kV și autotransformatoarelor 400/220 kV pentru regimurile analizate. Acestea au fost stabilite astfel încât tensiunile în RET și RED 110 kV să se încadreze în limitele admisibile.

Ploturile transformatoarelor bloc ale grupurilor se mențin aceleași la toate regimurile în tot sezonul analizat, conform precizărilor din Codul tehnic al RET. S-a ținut cont de blocarea ploturilor pe anumite poziții în cazul unor transformatoare bloc.

Pentru calculul regimurilor staționare s-a luat în considerare banda primară din diagramele P-Q ale generatoarelor sincrone (*bandă secundară* este luată în considerare numai pentru analizele de stabilitate statică).

În analiza criteriului de siguranță ($N - 1$) în unele scheme cu retrageri din exploatare este posibil să se recomande utilizarea atât a benzii primare, cât și a celei secundare la unele din grupurile generatoare.

În ceea ce privește compensarea puterii reactive, utilizând grupurile din CEE, se menționează că banda de putere reactivă a tuturor centralelor eoliene a fost considerată cea aferentă domeniului $-0.9 < \cos\varphi < 0.9$ în punctul comun de conectare la rețea, domeniu în care CEE trebuie să se încadreze, aceasta fiind cerința impusă prin normele tehnice în vigoare. Ipoteza privind $\cos\varphi$ pentru CEF este: $-0.9 < \cos\varphi < 0.9$ la CEF care debitează în rețeaua de 110 kV. CEF care debitează în rețeaua de MT sunt considerate fără schimb de reactiv cu rețeaua electrică.

- **anexele** *confidențial*: sunt prezentate tensiunile rezultate în stațiile din RET pentru regimurile analizate.
- Setul de bobine în funcțiune este prezentat în **anexa** *confidențial*.

Reglarea nivelului de tensiune ridică probleme la regimul de gol **R2** și la cele de vârf cu producție 0 MW în CEE (**R3, R5**).

Regimul de gol R2

Regimul R2 este un regim de gol de noapte mediu pentru o zi de sărbătoare corespunzător lunilor aprilie – mai, din punct de vedere al palierului de consum și acoperirii acestuia, asimilat întregului sezon de vară 2026. Palierul de consum este 4500 MW, în condițiile unui sold de export de 800 MW. Producția în CEF este de 0 MW, iar producția CEE este de 1500 MW.

În regimul R2, pentru menținerea tensiunilor în limitele admisibile și pentru asigurarea criteriului N-1 au fost necesare următoarele măsuri:

- reglarea tensiunilor la bornele generatoarelor;
- conectarea tuturor bobinelor de compensare disponibile din SEN;
- modificarea ploturilor de funcționare ale unităților de transformare de sistem;
- a fost setată ca tensiune de referință valoarea de 415 kV în stațiile în care sunt puse în funcțiune dispozitivele Statcom: stația 400 kV Sibiu Sud și stația 400 kV Bradu.
- nu a fost necesară *confidențial*; se menționează că CHE Lotru este considerat *confidențial*. CHE Vidraru *confidențial*;
- nu a fost necesară, în plus față de cele de mai sus, deconectarea de linii descărcate.

Reglarea tensiunilor din R2 s-a făcut astfel încât acestea să se încadreze în limitele admisibile, atât în schemă completă, cât și la declanșări intempestive.

Regimul de vârf R3

Regimul R3 este un regim de vârf seară zi de lucru, corespunzător lunilor mai-iunie. Palierul de consum este de 7400 MW, în condițiile unui sold de import de 2000 MW. Producția în CEF și CEE este de 0 MW și este considerat un singur grup în funcțiune la CNE Cernavodă.

Regimul R3 este caracterizat prin tensiuni ridicate în zona Dobrogea. Pentru respectarea limitelor de tensiune admisibilă se reglează corespunzător tensiunile la bornele generatoarelor și se modifică ploturile de funcționare ale unităților de transformare din SEN.

Regimul de varf R5

Regimul R5 este un regim de vârf de seară maxim corespunzător lunilor iulie – septembrie 2026. Palierul de consum este de 8500 MW, în condițiile unui sold de import de 2500 MW. Producția în CEE și în CEF este de 0 MW.

Regimul R5 este caracterizat prin tensiuni ridicate în zona Dobrogea. Pentru respectarea limitelor de tensiune admisibilă se reglează corespunzător tensiunile la bornele generatoarelor, se modifică ploturile de funcționare ale unităților de transformare din SEN și se conectează bobine de compensare în plus față de regimul R4.

Stabilirea benzilor de tensiune din nodurile de control ale RET

Valorile minime ale benzilor de tensiune din nodurile de control ale RET s-au stabilit astfel:

➤ Pentru stațiile care nu sunt în interiorul secțiunilor caracteristice S3, S4, S5 s-au stabilit pentru regimul de funcționare de vârf (R3) în urma unor analize de verificare a criteriului de siguranță (N – 1), cu scăderea iterativă a tensiunilor impuse la bornele generatoarelor, astfel încât regimurile obținute să nu aibă tensiuni mai mici decât 380 kV, 198 kV și 99 kV în RET și RED 110 kV.

➤ Pentru stațiile de 400 și 220 kV care se află în interiorul secțiunilor deficitare S3, S4, S5 sau la interfața lor, criteriul de siguranță (N – 1) s-a aplicat pentru schema N, la balanțe de puteri corespunzând nivelului puterilor admisibile calculate la capitolul de stabilitate statică.

Valorile maxime s-au identificat pe baza tensiunilor din regimul corespunzător palierului de gol.

Benzile de tensiune în nodurile de control ale RET sunt prezentate în **anexa** *confidențial*.

C. Consumul propriu tehnologic

confidențial

D. Verificarea criteriului de siguranță (N – 1)

La funcționare în schemă completă de calcul pentru sezonul de vară 2025, declanșarea unui element de rețea poate conduce la regimuri cu tensiuni și curenți în afara limitelor admisibile, posibil a fi rezolvate, fie prin măsuri preventive, fie prin măsuri postavarie. Acestea:

- vor fi incluse în propunerea de schema normală de funcționare pentru vara 2025;

sau

- se vor aplica ca abatere de la schema normală.

În toate regimurile s-a verificat că pot fi menținute în rezervă unități de transformare în unele stații electrice. Stabilirea unităților de transformare în rezervă se face în baza analizelor de reducere a CPT, dar cu respectarea criteriului de siguranță (N – 1), ținând cont că desemnarea unității de transformare în funcțiune este făcută de STT având în vedere alternanța sezonieră (semestrială/ lunară). Astfel, unitățile de transformare considerate în schema de calcul a fi menținute în rezervă sunt următoarele:

- **DET Bacău:**

AT4 – 200 MVA, 220/110 kV Gutinaș, AT2 – 200 MVA, 220/110 kV FAI, AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Dumbrava, Trafo 2 nou – 250 MVA, 400/110 kV Smârdan retras din exploatare;

- **DET București:**

AT2,3 – 200 MVA, 220/110 kV Turnu Măgurele, AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Ghizdaru, Trafo 4 – 250 MVA, 400/110 kV Gura Ialomiței.

- **DET Craiova:**

AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Ișalnița, AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Craiova Nord, AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Arefu, AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Grădiște, AT 200 MVA, 220/110 kV Târgu Jiu Nord, AT1 – 400 MVA, 400/220 kV Slatina, AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Bradu, AT3 – 400 MVA, 400/220 kV Bradu

- **DET Timișoara:**

AT2 – 200 MVA 220/110 kV Hășdat, AT2 – 200 MVA 220/110 kV Iaz, AT1 – 200 MVA 220/110 kV Pestiș, AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Mintia, Trafo 1 – 250 MVA, 400/110 kV Reșița.

Menționăm că AT4 – 400 MVA, 400/220 kV Mintia este în continuare relocat în stația 400 kV Roșiori.

- **DET Cluj:**

AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Gheorghieni, AT2 – 200 MVA 220/110 kV Ungheni.

În toate regimurile, datorită menținerii în rezervă caldă a unor unități de transformare, se funcționează conform informațiilor din Tabelul 3.7.

Tabelul 3.7.

Menținere în rezervă	DET	Măsuri de regim
AT4 – 200 MVA, 220/110 kV Gutinaș	1	AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Borzești și AT3 – 200 MVA, 220/110 kV Gutinaș în funcțiune
AT2 – 200 MVA, 220/110 kV FAI	1	AT1 – 200 MVA, 220/110 kV FAI și AT 200 MVA, 220/110 kV Munteni în funcțiune
AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Dumbrava	1	AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Dumbrava în funcțiune
Trafo 4 – 250 MVA, 400/110 kV Gura Ialomței	2	Trafo 3 – 250 MVA, 400/110 kV Gura Ialomței în funcțiune
AT2, AT3 – 200 MVA, 220/110 kV Turnu Măgurele	2	AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Turnu Măgurele, AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Ghizdaru în funcțiune
AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Ghizdaru	2	AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Ghizdaru în funcțiune
AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Ișalnița	3	AT1 – 200 MVA 220/110 kV Ișalnița, AT – 200 MVA, 220/110 kV Urechești, AT – 200 MVA, 220/110 kV Sărdănești și AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Craiova Nord în funcțiune
AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Bradu	3	AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Bradu în funcțiune
AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Craiova Nord	3	AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Craiova Nord, AT – 200 MVA, 220/110 kV Urechești, AT – 200 MVA, 220/110 kV Sărdănești și AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Ișalnița în funcțiune
AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Arefu	3	AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Arefu, AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Bradu, AT 200 MVA, 220/110 kV Pitesti Sud în funcțiune
AT – 200 MVA, 220/110 kV Târgu Jiu Nord	3	AT – 200 MVA, 220/110 kV Sărdănești, AT – 200 MVA, 220/110 kV Urechești în funcțiune
AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Grădiște	3	AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Grădiște, Trafo 250 MVA, 400/110 kV Drăgănești Olt în funcțiune
AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Pestiș	4	AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Pestiș și AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Mintia în funcțiune
AT2 – 200 MVA 220/110 kV Hășdat	4	AT1 – 200 MVA 220/110 kV Hășdat în funcțiune
AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Mintia	4	AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Mintia și AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Pestiș în funcțiune
AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Iaz	4	AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Iaz în funcțiune
Trafo 1 – 250 MVA, 400/110 kV Reșița	4	AT 1 – 200 MVA, 220/110 kV Reșița

Mentținere în rezervă	DET	Măsuri de regim
AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Gheorgheni	5	AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Gheorgheni în funcțiune
AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Ungheni	5	AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Ungheni în funcțiune

Se menționează că în sezonul analizat avem următoarele situații privind unele unități de transformare, în schema de calcul:

- AT3 400 MVA, 400/220 kV Brazi Vest este disponibil, iar neconformitățile constatate la trecerile izolante 220 kV remediate;
- AT4 400 MVA, 400/220 kV Mintia este relocalat în stația Roșiori;
- Trafo 1, 2 – 250 MVA, 400/110 kV București Sud în funcțiune;
- Trafo 1 – 250 MVA, 400/110 kV Medgidia Sud indisponibil;
- Trafo 1 – 250 MVA, 400/110 kV Smârdan în funcțiune, Trafo 2 nou – 250 MVA, 400/110 kV Smârdan retras din exploatare;
- AT3 și AT4 400 MVA, 400/110 kV Lacu Sărat în funcțiune;
- Trafo 1, Trafo 2 – 250 MVA, 400/110 kV Oradea Sud în funcțiune;
- AT – 200 MVA 220/110 kV Târgu Jiu Nord este în rezervă;
- AT1 și AT2 – 200 MVA 220/110 kV Cluj Florești în funcțiune;
- AT4 400 MVA, 400/220 kV și AT1 – 200 MVA 220/110 kV Bradu în funcțiune
- Trafo 3 și Trafo 4 – 250 MVA, 400/110 kV Sibiu Sud în funcțiune.

În toate regimurile rețeaua 110 kV racordată la barele A și B 110 kV Fundeni funcționează debrulat: LEA 110 kV Fundeni – CET Brazi derivație Tâncăbești deconectată în Fundeni, Afumați – Căciulați deconectată în Afumați și CT 110 kV Solex deconectată, cu următoarea distribuție în stația 110 kV Solex:

Bara 1 – 110 kV Solex: LEA 110 kV FCME, Dudești bara 2, Fundulea;

Bara 2 – 110 kV Solex: LEA 110 kV Fundeni bara B;

- La declanșarea AT1, respectiv AT2 – 200 MVA 220/110 kV Fundeni, consumatorii stațiilor racordați la bara A – 110 kV A, respectiv bară B – 110 kV a stației 110 kV Fundeni rămân alimentați.

- Bobina de compensare 110 kV din stația Fundeni este disponibilă și în funcțiune la unele regimuri, la bara B 110 kV; CL 110 kV și CL 220 kV Fundeni sunt conectate.

- Bobinele de compensare 110 kV din stația Domnești sunt disponibile și în funcțiune la unele regimuri, la bara 1B 110 kV și bara 2A 110 kV.

În toate regimurile, fără retrageri din exploatare, CLT 110 kV Progresu este conectată.

În toate regimurile, la declanșarea și după probarea nereușită cu tensiune a:

- LEA 400 kV Cluj Est – Gădălin, se deconectează postvarie Trafo 7 – 250 MVA, 400/110 kV Cluj Est (și invers);
- LEA 400 kV Roman Nord – Suceava, se deconectează postvarie Trafo 2 – 250 MVA 400/110 kV Suceava (și invers);
- LEA 220 kV Stâlp – Teleajen, se deconectează postvarie AT – 200 MVA, 220/110 kV Stâlp (și invers);
- LEA 220 kV Roșiori – Vetis, se deconectează postvarie AT – 200 MVA, 220/110 kV Vetis (și invers);
- LEA 220 kV Bradu – Pitești Sud, se deconectează postvarie AT – 200 MVA 220/110 kV Pitești Sud (și invers)

Deconectarea unității de transformare se face după probarea nereușită a liniei declanșate. Pe perioada funcționării în gol cu unitatea de transformare se aduce în rezervă BC 400 kV, în stațiile unde este instalată.

În toate regimurile fără retrageri din exploatare, zona 110 kV Tulcea va funcționa debuclet de zona 110 kV Constanța – Medgidia, indiferent de producția CEE.

Debuclarea este realizată astfel:

- pe LEA 110 kV Hârșova – Topolog – derivație Cișmeaua Nouă, în stația 110 kV Hârșova;
- pe LEA 110 kV Baia – Mihai Viteazu – derivație Fântânele, în stația 110 kV Baia;
- pe LEA 110 kV Stejaru – Mihai Viteazu, în stația 110 kV Mihai Viteazu

Realizarea separării între zonele Tulcea și Constanța – Medgidia permite menținerea producției maxime posibil a fi evacuate din CEE, atât din zona Tulcea, cât și din zona Constanța din exteriorul secțiunii Hârșova – Medgidia Sud – Constanța Nord (CEE Peștera, Chirnogeni, Cobadin, Pecineaga 2, Mihai Viteazu 1 și Mihai Viteazu 2), la declanșări în RET sau RED.

Buclarea zonelor Tulcea și Constanța – Medgidia se realizează în unele scheme de retrageri.

De asemenea, LEA 110 kV Ostrov – Lacu Sărat – derivație Lebăda circ. 1 și circ. 2 este deconectată în stația 110 kV Ostrov.

În toate regimurile sunt conectate LEA 110 kV Argeș Sud – Jiblea, LEA 110 kV Valea Danului – CHE Cornetu – derivație CHE Gura Lotrului. LEA 110 kV Poiana Lacului – Căzănești este deconectată în schema de calcul, dar poate fi conectată pentru un nivel ridicat al producției în CHE din zonă.

În toate regimurile schema în stația 400/110 kV Tariverde este următoarea:

- Bara 1A – 400 kV: Trafo 1,3 – 250 MVA 400/110 kV și LEA 400 kV Constanța Nord – Tariverde;
- Bara 2A – 400 kV: Trafo 2 – 250 MVA 400/110 kV și LEA 400 kV Tulcea Vest – Tariverde, cu CTA 400 kV conectată;
- Bara 1 – 110 kV: Trafo 1,3 – 250 MVA 400/110 kV, CEE Fântânele Est, Fântânele Vest;
- Bara 2 – 110 kV: Trafo 2 – 250 MVA 400/110 kV, CEE Cogealac.

În toate regimurile schema de calcul este cu CL 110 kV Sibiu Sud conectată, cu două Trafo 250 MVA, 400/110 kV în stația Sibiu Sud în funcțiune.

În toate regimurile în stația Mintia 220 kV se funcționează cu CL și cu una dintre cuplele combinate conectate cu funcție de CT.

În toate regimurile structura schemei de calcul în secțiunea caracteristică S4 este următoarea:

1. LEA 110 kV Făgăraș – Părău deconectată;
2. LEA 110 kV Tușnad – Valea Crișului deconectată;
3. LEA 110 kV Copșa Mică – Mediaș deconectată;
4. LEA 110 kV Târnăveni – Mediaș conectată;
5. CL 110 kV conectată și una dintre CC 110 kV Târnăveni conectată ca CT;
6. LEA 110 kV Tăuni – Blaj deconectată;
7. CT 110 kV Câmpia Turzii conectată;
8. CL 110 kV Ocna Mureș și LEA 110 kV Câmpia Turzii – Aiud deconectate;
9. LEA 110 kV Miercurea Sibiului – Petrești deconectată;
10. CT 110 kV Vașcău deconectată;
11. LEA 110 kV Salonta – Chișineu Criș deconectată;
12. LEA 110 kV Lechința – CFR Deda conectată.

În toate regimurile se funcționează cu CL, CTA și CTB 110 kV Brașov în rezervă.

În toate regimurile se funcționează cu CLT 220 kV între stațiile 220 kV Târgoviște A și B conectată.

Regim R1

D1 Regimul R1 este un regim de vârf de seară pentru zi lucrătoare de primăvară, corespunzător lunii aprilie.

Palierul de consum este de 7500 MW, în condițiile unui sold de export de 1000 MW. Producția CEF este de 0 MW, iar producția CEE se determină pornind de la valoarea maximă $P_{disp.net}=2676$ MW, astfel încât să fie respectat criteriul de siguranță (N – 1).

D2 Regimul R1 este caracterizat prin depășiri ale nivelului de tensiune în regimul cu N-1 elemente în funcțiune. Pentru menținerea tensiunilor în limitele admisibile au fost necesare măsuri de conectare a unor bobine de compensare. Setul de bobine în funcțiune la R1 este prezentat în anexa *confidențial*.

D3 Pentru schema cu N elemente în funcțiune:

- se limitează *confidențial* pentru reducerea curentului pe LEA 110 kV Gura Ialomiței – Băltăgești, de la *confidențial* la *confidențial*;

D4 După considerarea acestei limitări, verificarea criteriului de siguranță (N – 1) în RED pe schema cu N elemente în funcțiune nu impune o limitare preventivă a producției CEE din zona 110 kV Hârșova – Medgidia Sud – Constanța Nord.

D5 La verificarea criteriului de siguranță (N – 1) în RET pe schema cu N elemente în funcțiune, fără aplicarea de măsuri topologice, se constată următoarea încărcare peste limita admisibilă:

- Trafo 1 (2) – 250 MVA 400/110 kV Domnești la declanșarea Trafo 2 (1) – 250 MVA 400/110 kV Domnești;

Pentru respectarea criteriului de siguranță (N – 1) se reglează corespunzător tensiunile la bornele generatoarelor, se modifică ploturile de funcționare ale unităților de transformare de sistem și se conectează / se verifică că sunt conectate bobinele de compensare disponibile din Arad, Roșiori, Sibiu Sud, București Sud, Țânțăreni, Urechești, Bradu, Oradea Sud, Mintia, Dârste, Suceava, Cernavodă, Gădălin, Reșița, Isaccea. Aceste măsuri conduc la un regim admisibil pentru o temperatură de cca. 30°C, fiind necesare doar aplicarea de măsuri postavarie în cazul declanșărilor care au ca efect încărcarea unor unități de transformare.

În regimul R1 sunt necesare măsuri postavarie:

Contingență	Element critic	Depășire	Măsuri postavarie
Trafo 1 (Trafo 2) – 250 MVA, 400/110 kV Domnești	Trafo 2 (Trafo 1) – 250 MVA, 400/110 kV Domnești	126,6% S_n	- se conectează CTA sau CTB 110 kV între secțiunile de bare 110 kV 1A – 2A sau 1B – 2B; - se conectează LEA 110 kV Hotarele – Oltenița Nord; - se conectează CT 110 kV Turnu Măgurele; - se conectează LEA 110 kV Icoana – Hârlești; - se conectează BC 110 kV Fundeni;

D5 În regimul R1 deficitul zonelor din București sunt:

Zona	Sud	Vest	Fundeni
Deficit [MW]		<i>confidențial</i>	

D7 În regimul R1 excedentele / deficitul zonelor Dobrogea, Moldova și Ardeal sunt:

Zona	Hârșova – Medgidia	Dobrogea	S6	S5	S4
Excedent [MW]	<i>confidențial</i>				

Regim R2

D1 Regimul R2 este un regim de gol de noapte mediu pentru o zi de sărbătoare corespunzător lunilor aprilie – mai, din punct de vedere al palierului de consum și acoperirii acestuia, asimilat întregului sezon de vară 2026. Palierul de consum este 4500 MW, în condițiile unui sold de export de 800 MW. Producția în CEF este de 0 MW, iar producția CEE este de 1500 MW.

D2 În regimul R2, pentru menținerea tensiunilor în limitele admisibile și pentru asigurarea criteriului N-1 au fost necesare următoarele măsuri:

- reglarea tensiunilor la bornele generatoarelor;
- conectarea tuturor bobinelor de compensare disponibile din SEN;
- modificarea ploturilor de funcționare ale unităților de transformare de sistem;
- a fost setată ca tensiune de referință valoarea de 415 kV în stațiile în care sunt puse în funcțiune dispozitivele Statcom: stația 400 kV Sibiu Sud și stația 400 kV Bradu.

D3 În regimul R2 nu au fost necesare măsuri preventive sau postvarie de modificare a topologiei de rețea sau dispecerizare a producției pentru asigurarea criteriului N-1.

D4 În regimul R2 deficitele zonelor din București sunt:

Zona	Sud	Vest	Fundeni
Deficit [MW]	<i>confidențial</i>		

D5 În regimul R2 excedentele / deficitele secțiunilor din zonele Dobrogea, Moldova și Ardeal sunt:

Zona	Hârșova – Medgidia Sud – Constanța Nord	Dobrogea	S6	S5	S4
Excedent [MW]	<i>confidențial</i>				

Regim R3

D1 Regimul R3 este un regim de vârf seară zi de lucru, corespunzător lunilor mai-iunie. Palierul de consum este de 7400 MW, în condițiile unui sold de import de 2000 MW. Producția în CEF și CEE este de 0 MW și este considerat un singur grup în funcțiune la CNE Cernavodă.

D2 Regimul R3 este caracterizat prin tensiuni ridicate în zona Dobrogea. Pentru respectarea limitelor de tensiune admisibilă se reglează corespunzător tensiunile la bornele generatoarelor și se modifică ploturile de funcționare ale unităților de transformare și autotransformatoarelor din SEN.

D3 Pentru respectarea criteriului N-1 în RET, se mută consumul stației Domnești de pe barele 1A și 1B pe bara 2;

D4 În regimul R3 la verificarea criteriului (N-1) în RET în schema cu N elemente în funcțiune sunt necesare măsuri postvarie.

Contingență	Element critic	Valoare depășire	Măsuri postavarie
Trafo 1 (2) – 250 MVA 400/110 kV Domnești	Trafo 2 (1) – 250 MVA 400/110 kV Domnești	147 % S _n	- se conectează CTA sau CTB 110 kV între secțiunile de bare 110 kV 1A – 2A sau 1B – 2B;

D4 În regimul R3 deficitul zonelor din București sunt:

Zona	Sud	Vest	Fundeni
Deficit [MW]	<i>confidențial</i>		

D5 În regimul R3 excedentele / deficitul zonelor din Dobrogea, Moldova și Ardeal sunt:

Zona	Hârșova – Medgidia	Dobrogea	S6	S5	S4
Deficit [MW]	<i>confidențial</i>				

Regim R4

D1 Regimul R4 este un regim de vârf dimineață pentru zi lucrătoare, corespunzător perioadei iulie – septembrie 2026. Palierul de consum este 7000 MW, în condițiile unui sold de export de 1500 MW. Producția CEF este 2000 MW. Producția CEE se determină pornind de la 90% din valoarea maximă P_{disp.net}, astfel încât să fie respectat criteriul de siguranță (N – 1).

D2 În regimul R4 s-a determinat puterea maximă ce se poate evacua din CEE din SEN, față de puterea disponibilă netă a CEE din SEN de cca. 2684 MW (vezi tabel 3.2), care reprezintă 90% din producția CEE dispecerizabile modelate.

În zona Dobrogea liniile de buclă racordate în stațiile 110 kV Medgidia Sud și Tulcea Vest sau în zona acestora au fost considerate în starea actuală, adică având secțiunea de 185 mm², cu excepția liniilor reconductorate care au conductor cu capacitate mărită, anume:

- LEA 110 kV Medgidia Sud – Medgidia 1; (856A)
- LEA 110 kV Medgidia Nord – Medgidia 1; (856A)
- LEA 110 kV Mircea Vodă – Medgidia Sud; (856A)
- LEA 110 kV Babadag – Tulcea Vest; (800A)
- LEA 110 kV Mircea Vodă – Mircea Vodă Nord; (856A)
- LEA 110 kV Mircea Vodă Nord – Medgidia Nord; (856A)
- LEA 110 kV Medgidia 1 – Nazarcea; (665A)
- LEA 110 kV Nazarcea – Constanța Nord; (665A)
- LEA 110 kV Constanța Nord – Medgidia Nord; (665A)

De asemenea s-a ținut cont de înlocuirea transformatoarelor de curent pe liniile de 110 kV Medgidia Sud – Mircea Vodă și Medgidia Sud – Medgidia 1.

Defalcarea puterii disponibile nete a CEE pe zonele definite în studiu (100%/90%) este următoarea:

Se menționează că se consideră, conform temei studiului, o producție inițială a CEE de **90%** din puterea disponibilă netă.

Măsurile topologice și de dispecerizare a producției utilizate în calculele de determinare a puterii maxim admisibile a CEE ce poate fi evacuată în condiții de siguranță din CEE, în condițiile unei temperaturi a mediului ambiant de cca. 30°C, sunt următoarele:

Pentru schema cu N elemente în funcțiune:

- se limitează *confidențial* pentru reducerea curentului pe LEA 110 kV Gura Ialomiței – Bălțăgești;

După considerarea acestor limitări, verificarea criteriului de siguranță (N – 1) în RED pe schema cu N elemente în funcțiune impune limitare suplimentară preventivă a producției CEE din zona 110 kV Hârșova – Medgidia Sud – Constanța Nord, pentru reducerea curentului pe LEA 110 kV Medgidia Nord – Medgidia 1 de la *confidențial* la *confidențial*

Contingenta critică este declanșarea LEA 110 kV Mircea Vodă – Medgidia Sud, care încarcă LEA 110 kV Medgidia Nord – Medgidia 1, deși limitarea pe această linie nu mai este corelată cu TC 110 kV din stația Medgidia Sud.

Limitarea producției CEE din *confidențial* este de *confidențial*, situație care corespunde unui excedent maxim admisibil al acestei zone de *confidențial*, față de excedentul inițial *confidențial*.

După considerarea acestor limitări, la verificarea criteriului de siguranță (N – 1) în RET pe schema cu N elemente în funcțiune, fără aplicarea de măsuri, se constată depășiri de tensiuni în unele zone, precum și încărcări peste limita admisibilă:

Zone MW	Dobrogea 110 kV			L.Sărat, Smârdan 110 kV	Tariverde	Stupina, Rahman	Bălțăgești Gura Ialomiței	Moldova Banat	SEN
	1085/977								
	CEE Peștera, Chirnogeni, Cobadin, Pecineaga 2, Mihai Viteazu (1 si 2)	Hârșova – Medgidia Sud – Constanța Nord	Tulcea						
$P_{inst.CEE}$ (disp.net) 100%/90 %	289/260	311/280	485/437	159/143	585/526	590/531	250/225	312/281	2981/2683

- Trafo 1 (Trafo 2) 250 MVA, 400/110 kV Domnești, la declanșarea Trafo 2 (Trafo 1) 250 MVA, 400/110 kV Domnești;
- Se menționează că Trafo 2 250 MVA, 400/110 kV Medgidia Sud, la declanșarea LEA 400 kV Tulcea Vest – Isaccea se încarcă la cca. 100%Sn;
- Se menționează că întărirea schemei în stația București Sud a avut ca efect dispariția încărcării pestelimita admisibilă a AT3 (AT4) 400 MVA, 400/220 kV București Sud, la declanșarea AT4 (AT3) 400 MVA, 400/220 kV București Sud.

Pentru respectarea limitelor de tensiune admisibilă se reglează corespunzător tensiunile la bornele generatoarelor, se modifică ploturile de funcționare ale unităților de transformare de sistem și se conectează / se verifică că sunt conectate bobine de compensare disponibile din RET, acolo unde este necesar.

Se menționează că în regimul fără declanșări (N elemente în funcțiune), circulația pe LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș este de cca. 440 MW (626 A), pe LEA 400 kV Isaccea – Vulcănești este export de cca. 530 MW (745 A), pe LEA 400 kV Roșiori – Mukacevo este import de cca. 205 MW (297 A).

Reducerea preventivă a producției de la cca. 2684 MW (90% P_{disp.net}) la *confidențial* este identificată ca fiind cea mai mică posibilă în condițiile schemei de calcul și în ipoteza de palier de consum (7000 MW) și sold (export 1500 MW) considerată.

Evoluția puterii maxime determinate ca s-ar putea evacua din CEE în condiții de siguranță, în ipotezele de palier de topologie, consum și sold ale fiecărui sezon analizat, este prezentată în tabelul următor:

	Vara 2024	Iarna 2024-2025	Vara 2025	Iarna 2025-2026	Vara 2026*
P _{max adm CEE} [MW]	2890	2970	2915	2950	2650
Sold export [MW]	1000	1000	1000	1000	1500
P _c [MW]	7500	8500	7000	8600	7000

*

S-a considerat o producție inițială a CEE din SEN de 90% P_{disp.net}.

Consumul combinatului Liberty Galați în sezonul analizat este considerat de *confidențial*.

Defalcarea puterii maxime admisibile a CEE pe zonele definite în studiu este următoarea:

Zone	Dobrogea 110 kV			Lacu Sărat, Smârdan 110 kV	Tariver de	Stupina, Rahman	Băltăgești Gura Ialomiței	Moldova Banat	SEN
	952								
MW	CEE Peștera, Chirnogeni, Cobadin, Pecineaga 2, Mihai Viteazu (1 și 2)	Hârșova – Medgidia Sud – Constanța Nord	Tulcea						
P _{max.CEE}	260	<i>confidențial</i>	437	143	527	532	<i>confidențial</i>	280	cca. 2650

Zone	Dobrogea 110 kV			Lacu Sărat, Smârdan 110 kV	Tariverde	Stupina, Rahman	Băltăgești Gura Ialomiței	Moldova Banat	SEN
	<i>confidențial</i>								
%	CEE Peștera, Chirnogeni, Cobadin, Pecineaga 2, Mihai Viteazu (1 și 2)	Hârșova – Medgidia Sud – Constanța Nord	Tulcea						
P _{max.CEE față de 90% din P_{inst.CEE}}	100	<i>confidențial</i>	100	100	100	100	<i>confidențial</i>	100	98.7

S-a marcat colorat zona în care este necesară limitarea producției, față de 90% din producția CEE dispecerizabile modelate.

Pentru unitățile de transformare din stația Domnești este necesară aplicarea de măsuri postavarie, după declanșările care au ca efect încărcarea lor.

D3 În regimul R4, după aplicarea măsurilor de mai sus, sunt necesare măsuri postavarie

Contingență	Element critic	Depășire	Măsuri postavarie
Trafo 1 (Trafo 2) – 250 MVA, 400/110 kV Domnești	Trafo 2 (Trafo 1) – 250 MVA, 400/110 kV Domnești	cca.128% S _n	- se conectează CTA între secțiile de bare 110 kV 1A – 2A (sau se conectează CTB 110 kV între secțiile de bare 110 kV 1B – 2B)

D4 În regimul R4 deficitul zonelor din București sunt:

Zona	Sud	Vest	Fundeni
Deficit [MW]	<i>confidențial</i>		

D5 În regimul R4 excedentele / deficitul zonelor din Dobrogea, Moldova și Ardeal sunt:

Zona	Hârșova – Medgidia Sud – Constanța Nord	Dobrogea (fără CEE cu evacuare în Stupina și Rahman, fără Medgidia Sud 400 kV)	S6	S5	S4
Excedent [MW]	<i>confidențial</i>				

Regim R5

D1 Regimul R5 este un regim de vârf de seară maxim corespunzător lunilor iulie – septembrie 2026. Palierul de consum este de 8500 MW, în condițiile unui sold de import de 2500 MW. Producția în CEE și în CEF este de 0 MW.

D2 Regimul R5 este caracterizat prin tensiuni ridicate în zona Dobrogea. Pentru respectarea limitelor de tensiune admisibilă se reglează corespunzător tensiunile la bornele generatoarelor și se modifică ploturile de funcționare ale unităților de transformare și autotransformatoarelor din SEN.

D3 Pentru respectarea criteriului N în RET, se mută consumul stației Domnești de pe barele 1A și 1B pe bara 2;

D4 La verificarea criteriului N-1 în schema cu N elemente în funcțiune, în RET se constată:

- încărcarea la LEA 220 kV Brazi Vest –Teleajen la 110% I_{adm}, la declanșarea AT1 220/110 kV Brazi Vest;
- încărcarea AT1 și AT2 220/110 kV Brazi Vest la 103% S_n, la declanșarea LEA 220 kV Brazi Vest – Teleajen;
- încărcarea la LEA 110 kV Urlați – Mizil la 120% I_{adm}, la declanșarea AT1 220/110 kV Stâpu;
- încărcarea la LEA 110 kV Urlați – Mizil la 120% I_{adm}, la declanșarea LEA 220 kV Teleajen – Stâpu;

Pentru respectarea criteriului N-1 se conectează LEA 110 kV Jugureanu – Pogoanele, LEA 110 kV Ciorani – Urziceni, LEA 110 kV Chitila – Potlogi, LEA 110 kV Arcuda – Titu și LEA 110 kV Râmnicu Sărat – Costieni.

De asemenea sunt necesare măsuri postavarie

Contingență	Element critic	Valoare depășire	Măsuri postavarie
LEA 400 kV Roșiori – Gădălin	AT2 – 400 MVA 400/220 kV Roșiori	122 % S _n	- se conectează LEA 110 kV Mediaș – Copșa Mică și se deconectează LEA 110 kV Mediaș – Târnăveni; - se conectează LEA 110 kV Tăuni – Blaj și LEA 110 kV Tușnad – Valea Crișului; - se conectează LEA 110 kV Câmpia Turzii – Aiud și CL 110 kV Ocna

			Mureș; - se comută ploturile la AT2 – 400 MVA, 400/220 kV Roșiori în sens crescător; - se reduce deficitul secțiunii s4.
Trafo 1 (2) – 250 MVA 400/110 kV Domnești	Trafo 2 (1) – 250 MVA 400/110 kV Domnești	142.2 % S _n	- se conectează CTA sau CTB 110 kV între secțiile de bare 110 kV 1A – 2A sau 1B – 2B; - se conectează CT 110 kV Turnu Măgurele

D5 În regimul R5 deficitul zonelor din București sunt:

Zona	Sud	Vest	Fundeni
Deficit [MW]	<i>confidențial</i>		

D6 În regimul R5 deficitul/ excedentele zonelor din Dobrogea, Moldova și Ardeal sunt:

Zona	Hârșova – Medgidia	Dobrogea	S6	S5	S4
Deficit [MW]	<i>confidențial</i>				

Regim R6

D1 Regimul R6 este un regim de vârf, corespunzător modelului sezonier transmis către grupa de lucru ENTSO-E NMFT. Palierul de consum este 7000 MW, în condițiile unui sold de import de 570 MW. Producția în CEF este de 1000 MW, iar în CEE este de 500 MW.

D2 Regimul R6 este caracterizat prin depășiri de tensiune în zonele București, Dobrogea și Oltenia în regimul N fără declanșări.

Pentru menținerea tensiunilor în limitele admisibile au fost necesare următoarele măsuri: conectarea bobinelor de compensare din stațiile 400 kV Isaccea și Reșița. Setul de bobine în funcțiune la R6 este prezentat în anexa *confidențial*.

De asemenea, a fost necesară comutarea ploturilor transformatoarelor și autotransformatoarelor din SEN, precum și modificarea tensiunii de la bornele generatoarelor față de regimul R4.

D3 În regimul R6, se verifică respectarea criteriului de siguranță N – 1 pentru o temperatură a mediului ambiant de 30°C, pentru a putea declara regimul admisibil, în ipoteza de acoperire a palierului de consum și soldului propus.

Pentru menținerea tensiunilor în limitele admisibile au fost necesare următoarele măsuri: conectarea bobinelor de compensare din stațiile 400 kV Gutinaș. De asemenea, pentru menținerea tensiunilor în limitele admisibile a fost necesară comutarea ploturilor transformatoarelor și autotransformatoarelor din SEN față de regimul R4.

Postavarie, pentru descărcarea Trafo 1(2) – 250 MVA, 400/110 kV Domnești la declanșarea Trafo 2(1) – 250 MVA, 400/110 kV Domnești de la 139,1 % S_n, se conectează CTA între secțiile de bare 110 kV 1A – 2A (sau se conectează CTB 110 kV între secțiile de bare 110 kV 1B – 2B).

D4 În regimul R6 deficitul zonelor din București sunt:

Zona	Sud	Vest	Fundeni
Deficit [MW]	<i>confidențial</i>		

D5 În regimul R6 deficitul/excedentul zonelor din Dobrogea, Moldova și Ardeal sunt:

Zona	Hârșova-Medgidia	Dobrogea	S6	S4	S5
Excedent [MW]	<i>confidențial</i>				

3.3.4. Analiza regimurilor de funcționare în scheme cu retrageri

În toate regimurile, la retragerea din exploatare a LEA 400 kV București Sud – Pelicanu sau LEA 400 kV Pelicanu – Cernavodă, se deconectează Trafo 2 – 250 MVA, 400/110 kV Pelicanu și se conectează Trafo – 250 MVA, 400/110 kV Gura Ialomiței aflat în rezervă.

În această situație linia 110 kV Pelicanu – CSC2 (consumatori „liniștiți”, care nu introduce perturbații semnificative în rețeaua electrică, de pe platforma Donasid Călărași) poate funcționa pe:

- bara 1 – 110 kV Pelicanu, unde este în funcțiune și linia 110 kV Pelicanu – CSC1 (cuptoare), ca urmare consumatorii „liniștiți” de pe platforma Silcotub Călărași vor fi afectați de fenomenul de flicker, sau
- bara 2 – 110 kV Pelicanu, dacă Donasid Călărași încheie un contract de distribuție cu Rețelele Electrice România pentru alimentarea consumatorilor „liniștiți”, pe perioada retragerii uneia din cele două linii de 400 kV din Pelicanu.

Modul de realizare a reducerii unor deficite în zonele Sud, Fundeni, Vest, necesar la retrageri de echipamente în zona București, este decis operativ de către DET București, în prezentul studiu fiind propusă doar valoarea maximă admisibilă a deficitului zonei respective. Același concept de alegere a modului în care se face reducerea deficitului se aplică pentru orice altă secțiune sau zonă din SEN.

În ceea ce privește excedentele/deficitele pe zone la care se fac referire în cadrul condițiilor de regim propuse, acestea sunt citite astfel:

- **zona Fundeni:** pe AT1 și AT2 220/110 kV Fundeni;
- **zona Sud:** pe AT1 și AT2 200 MVA 220/110 kV București Sud, CLT 110 kV Progresu, LEA 110 kV Lehliu – Tămădău;
- **zona Vest:** pe LEA Domnești – Bujoreni circ. 1 și circ. 2, LES 110 kV Domnești – Militari circ. 1 și circ. 2, LES 110 kV Chitila – Laromet;
- **zona Dobrogea:** pe LEA 400 kV Tulcea Vest – Isaccea, Constanța Nord – Cernavodă, Medgidia Sud – Cernavodă, Trafo 1 și 2 – 250 MVA 400/110 kV Medgidia Sud, LEA 110 kV Basarabi – Băltăgești;
- **zona S4:** pe LEA 400 kV Roșiori – Mukacevo, LEA 400 kV Sibiu Sud – Iernut, LEA 400 kV Nădab – Oradea Sud, LEA 400 kV LEA 220 kV Alba Iulia – Cluj Florești, LEA 220 kV Stejaru – Gheorgheni, CL 110 kV Ocna Mureș și LEA 110 kV Câmpia Turzii – Aiud, LEA 110 kV Tușnad – Valea Crișului, LEA 110 kV Tăuni – Blaj, LEA 110 kV Salonta – Chișineu Cris, LEA 110 kV Copșa Mică – Mediaș, CT 110 kV Hoghiz, LEA 110 kV Făgăraș – Părău bara 1, CT 110 kV Vașcău;
- **zona S5:** pe LEA 400 kV Brașov – Gutinaș, Smârdan – Gutinaș, LEA 220 kV Barboși – Focșani Vest, Stejaru – Gheorgheni, LEA 110 kV Râmnicu Sărat – Costieni;
- **zona S6:** pe LEA 400 kV Gutinaș – Smârdan, LEA 400 kV București Sud – Gura Ialomiței, LEA 400 kV București Sud – Pelicanu, LEA 400 kV Medgidia Sud – Dobrudja, LEA 400 kV Medgidia Sud – Varna, LEA 400 kV Isaccea – Vulcănești, LEA 220 kV Barboși – Focșani Vest, LEA 110 kV

Dragoș Vodă – Slobozia Sud, LEA 110 kV Ciorani – Urziceni, LEA 110 kV Pogoanele – Jugureanu, LEA 110 kV Dragoș Vodă – Slobozia Sud, CT 110 kV Liești, LEA 110 kV Liești – ICM Tecuci, LEA 110 kV Liești – Hanu Conachi.

3.3.5. Analiză comparativă între regimurile analizate

În regimul R4, circulațiile de putere sunt dinspre secțiunea S6 spre secțiunile S5 și S4 datorită excedentului din zona de Sud – Est a României, iar în regimul R5, datorită soldului de export din Bulgaria, între secțiunea S4 și S5 circulația de putere își inversează sensul de la S4 la S5.

În regimul R4, excedentul secțiunii S6 conduce la circulații de putere foarte mari către zona București, de aproximativ 870 MW, către zona Moldova, de aproximativ 500 MW și pe LEA 400 kV Medgidia Sud – Dobrudja, respectiv LEA 400 kV Medgidia Sud – Varna de aproximativ 844 MW.

Regimul R5 conduce la circulații de putere mai mari pe LEA 400 kV Gutinaș – Smârdan și pe LEA 220 kV Barboși – Focșani Vest, linii ce leagă secțiunile S5 și S6. De asemenea, în acest regim direcția fluxurilor de putere pe liniile de interconexiune de 400 kV România – Bulgaria din zona Dobrogea este de import, față de regimul R4 în care direcția este de export.

confidențial

În regimurile R2 și R4 circulațiile de putere sunt dinspre secțiunea S6 spre secțiunile S5 și S4. De asemenea, sunt înregistrate circulații de putere mari către zona București, peste 630 MW în cadrul regimului R2, tranzit prin zona Moldova către stația Brașov mai departe spre secțiunea S4, respectiv flux de export de putere pe LEA 400 kV Isaccea – Vulcănești. În ambele regimuri considerate, avem fluxuri de export de putere pe LEA 400 kV Medgidia Sud – Dobrudja și Medgidia Sud – Varna de cca. 700 MW în cazul regimului R2 și respectiv de cca. 844 MW în cazul regimului R4. De asemenea, regimul R2 conduce la circulații de putere mai mici pe LEA 400 kV Gutinaș – Smârdan și pe LEA 220 kV Barboși – Focșani Vest, linii ce leagă secțiunile S5 și S6. Pe LEA 220 kV Stejaru – Gheorgheni circulația de putere crește la 51 MW.

confidențial

În cadrul analizei regimurilor de dimensionare se poate observa faptul că în urma racordării LEA 400 kV Rahman – Dobrudja și LEA 400 kV Stupina – Varna, în stația 400 kV Medgidia Sud, cresc circulațiile de putere pe LEA de interconexiune cu Bulgaria. De asemenea, acest lucru conduce la scăderea circulațiilor de putere activă pe axele de evacuare către zona București față de studiile anterioare.

3.4. MANAGEMENTUL CONGESTIILOR

confidențial

3.5. Capacitati nete de schimb ale SEN (NTC)

3.5.1. Valori NTC sezoniere maxime negarantate

S-au calculat capacități nete de schimb sezoniere pentru vara 2026 pentru SEN funcționând interconectat cu rețeaua europeană continentală sincronă, incluzând sistemele electroenergetice ale Ucrainei și Republicii Moldova.

Calculul s-a făcut pe modelul sezonier cu următoarele caracteristici:

- schemă de calcul în care s-au implementat doar retragerile din exploatare de lungă durată;
- consumul corespunde unui palier de vârf dimineață zi lucrătoare de 7000 MW și soldul de **import de 570 MW**;

▪ sunt considerate următoarele solduri pentru sistemele energetice ale țărilor vecine, valori rezultate în urma alinierii aplicate pentru zona Europei Continentale (RG CE) în cadrul grupei de lucru NM&FT (ENTSO-E):

RO	Import	570
HU	Export	412
RS	Import	1788
BG	Export	1236
UA+MD	Import	12

S-a realizat o ipoteză de BCE (Base Case Exchange) sezonier, unde sunt considerate următoarele schimburi comerciale, corespunzătoare circulațiilor fizice:

RO-HU	Import	497
RO-RS	Export	382
RO-BG	Export	33
RO-UA	Import	440
RO-MD	Export	58

Aspectele **similare** la calculele valorilor NTC sezoniere maxime negarantate și la cele de determinare a valorilor NTC lunare ferme:

- modul de calcul este același; se verifică criteriul (N-1) și se determină limitele impuse de echipamente și de reglajele protecțiilor/automatizărilor în funcțiune, considerând scenariile de schimb;
- pe granița RO – RS, limita admisibilă pentru **LEA 400 kV Porțile de Fier – Djerdap este de 1570 A**, impusă de RS. Limita impusă de RO este de 1600 A, valoare dată de transformatoarele de curent din stația 400 kV Porțile de Fier, acestea permițând o încărcare de 120%In (1920 A). Limita admisibilă pentru **LEA 400 kV Reșița – Pancevo circ. 1 și circ. 2 este de 1746 A**, impusă de RS; Limita impusă de RO este de 2000 A.
- pe granița RO – BG limita admisibilă pentru **LEA 400 kV Țânțăreni – Kozlodui circ. 1 și circ. 2 este de 1890 A**, impusă de BG. Limita impusă de RO este de 1600 A, valoare dată de transformatoarele de curent din stația 400 kV Țânțăreni, acestea permițând o încărcare de 120%In (1920 A). Pentru **LEA 400 kV Medgidia Sud – Varna și pentru LEA 400 kV Medgidia Sud – Dobrudja este de 2000 A**, limitele fiind comune pentru RO și BG;
- pe granița RO – MD, limita admisibilă pentru **LEA 400 kV Isaccea – Vulcănești este de 1700 A**, limită impusă de MD. Limita RO pe această linie este de 2000 A.
- s-a considerat în procesul de determinare a capacității negarantate de interconexiune că sunt în funcțiune ambele circuite ale LEA 400 kV Țânțăreni – Kozlodui și ambele circuite ale LEA 400 kV Reșița – Pancevo;
- nu s-au considerat declanșări de linii dublu circuit;

Se menționează că CEC Iernut este considerată cu o producție *confidențial*.

Chestiuni abordate **diferit** la calculele valorilor NTC maxime negarantate față de calculele valorilor NTC lunare ferme:

- se consideră TRM egal cu 300 MW pe interfața RO;
- nu au loc creșteri simultane ale schimburilor printr-o interfață multilaterală incluzând și granițe ale RO (exemplu: în procesul de determinare a capacității negarantate de interconexiune la calculele de export nu se consideră interfața RO+BG, așa cum se procedează la calculele lunare);

- scenariile implică simultan toate granițele României, nu doar la import, cât și la export; astfel circulațiile aferente acestor schimburi se repartizează pe mai multe direcții;
- se consideră că nu se desfășoară programe lunare de retrageri din exploatare. Singurele retrageri din exploatare incluse în calcule, sunt cele de lungă durată.

S-au calculat capacități nete de schimb totale maxime, negarantate, între România și rețeaua interconectată europeană continentală sincronă, considerând diferite structuri de creștere / scădere a schimbului simultan în mai multe direcții, conform scenariilor de mai jos:

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%

Contingențele și elemente critice sunt indicate în tabelul de mai jos:

	Contingența	Element critic
Export RO	1) LEA 400 kV Tulcea Vest - Tariverde	LEA 400 kV Medgidia Sud – Cernavodă
	2) LEA 400 kV Constanța Nord – Cernavodă	LEA 400 kV Medgidia Sud – Cernavodă
	3) LEA 400 kV Porțile de Fier – Reșița	LEA 400 kV Porțile de Fier – Djerdap
Import RO	4) LEA 400 kV Isaccea – Vulcănești	AT2 – 400 MVA, 400/220 kV Roșiori
	5) LEA 400 kV Țânțăreni – Kozlodui circ.1	LEA 400 kV Țânțăreni – Kozlodui, circ.2

Valorile NTC maxime indicative negarantate în interfața de interconexiune a SEN pentru vara 2026 sunt prezentate în tabelul următor:

Scenarii NTC	Export 1/ Import 1	Export 2/ Import 2	Export 3/ Import 3	Export 4/ Import 4	Export 5/ Import 5
	R6	R6	R6	R6	R6
Export	1), 2)	1), 2)	1), 2)	1), 3)	1), 3)
Import	4)	4), 5)	4)	4)	4)
Export RO	4400	4200	4500	4600	4700
Import RO	4600	5200	4400	4500	4300
RO->HU	1000	1000	1000	1000	1000
HU->RO	1000	1200	1000	1000	1000

RO->RS	1100	1100	1200	1200	1200
RS->RO	1200	1200	1100	1100	1000
RO->BG	2000	1900	2000	2000	2100
BG->RO	2000	2200	2000	2000	2000
RO->UA	150	100	150	200	200
UA->RO	150	300	150	150	150
RO->MD	150	100	150	200	200
MD->RO	150	300	150	150	150

Concluzii privind valorile NTC maxime negarantate:

➤ Scenarii de export:

- Elementele critice sunt LEA 400 kV Medgidia Sud – Cernavodă și LEA 400 kV Porțile de Fier - Djerdap. Contingențele critice sunt declanșările LEA 400 kV Tulcea Vest – Tariverde, LEA 400 kV Constanța Nord – Cernavodă și LEA 400 kV Porțile de Fier - Reșița.

- În ceea ce privește analiza diverselor scenarii de schimb aplicate, se constată că valoarea capacității de export este mai mică atunci când exportul către BG este mai mare.

- LEA 400 kV Porțile de Fier – Djerdap devine element critic în scenariile în care suma exporturilor către RS și HU este mai mare și exportul către BG este mai mic

➤ Scenarii de import:

- Elementul critic este AT2 – 400 MVA, 400/220 kV Roșiori. Contingența critică este declanșarea LEA 400 kV Isaccea – Vulcănești;

- În ceea ce privește analiza diverselor scenarii de schimb aplicate se constată că valoarea capacității de import este mai mică cu cât importul din HU este mai mare.

Retragerea din exploatare a unor elemente RET poate conduce la scăderea valorilor NTC în interfața României.

3.5.2. Valori NTC lunare/ sublunare ferme

Pentru fiecare lună se calculează și furnizează pentru alocare valori NTC ferme pe granițe utilizabile simultan în întreaga interfață de interconexiune a SEN în condiții de siguranță. Se menționează că determinarea valorilor NTC lunare pe granița cu BG, se face în mod coordonat cu BG și GR, de către RCC Selene. După operaționalizarea calculului coordonat pe termen lung pe regiunea de calcul Core, determinarea valorilor NTC lunare pe granița cu HU se va face în mod coordonat cu operatorii din această regiune de calcul.

Se iau în considerare:

- programele de retrageri din exploatare pentru luna respectivă;
- prognoza de producție și consum;
- schimburile comerciale prognozate;
- reglajul protecțiilor și al automatizărilor în funcțiune;
- valorile NTC anuale ferme;
- eliminarea efectului soldării;
- scenarii de schimb cu alocări succesive pe mai multe granițe;

Calculul valorilor NTC lunare se face pentru subperioade determinate de programe de retrageri simultane. În funcție de actualizarea informațiilor privind desfășurarea programelor de retrageri, în cazul unor modificări semnificative, valorile NTC pot fi oferite suplimentar la licitațiile de pe piețele zilnice și intrazilnice.

Valorile NTC lunare ferme armonizate cu partenerii de interconexiune pentru luna aprilie 2026 sunt prezentate în Anexa 3.11.

3.6. Capacitatea disponibilă pentru comerțul transfrontalier în anul 2025

În cadrul capitolului se evaluează capacitatea disponibilă pentru comerțul transfrontalier în anul 2025 pe baza recomandării ACER nr.1/2019 privind implementarea marginii minime disponibile pentru comerțul transfrontalier în conformitate cu articolul 16(8) din Regulamentul (UE) 2019/943.

În conformitate cu prevederile articolului 16(8) din *Regulamentul (UE) 2019/943 al Parlamentului European și al Consiliului din 5 iunie 2019 privind piața internă de energie electrică (reformare)*, operatorii de transport și sistem nu limitează volumul capacității de interconectare care urmează a fi pusă la dispoziția participanților la piață pentru a rezolva o congestie în interiorul propriei lor zone de ofertare sau ca modalitate de a gestiona fluxurile din tranzacțiile interne ale zonelor de ofertare. Capacitatea minimă disponibilă pentru comerțul interzonal este atinsă:

(a) pentru frontierele care folosesc o abordare bazată pe capacitatea netă de transport coordonată, capacitatea minimă este de 70 % din capacitatea de transport, respectând limitele de siguranță în funcționare după scăderea contingențelor, astfel cum sunt stabilite în conformitate cu orientările privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor adoptate în temeiul articolului 18 alineatul (5) din *Regulamentul (CE) nr. 714/2009 al Parlamentului European și al Consiliului din 13 iulie 2009 privind condițiile de acces la rețea pentru schimburile transfrontaliere de energie electrică și de abrogare a Regulamentului (CE) nr. 1228/2003*;

(b) pentru frontierele care utilizează o metodă bazată pe flux, capacitatea minimă este o marjă stabilită în procedura de calcul al capacității, disponibilă pentru fluxurile induse de schimburile interzonale. Marja menționată este de 70 % din capacitatea care respectă limitele de siguranță în funcționare ale elementelor critice de rețea interne și interzonale, ținând seama de contingențe, astfel cum sunt stabilite în conformitate cu orientările privind alocarea capacităților și gestionarea congestiilor adoptate în temeiul articolului 18 alineatul (5) din Regulamentul (CE) nr. 714/2009.

Întrucât menținerea siguranței în funcționare ar fi fost pusă în pericol, CNTEE Transelectrica SA a formulat o cerere de derogare, conform articolului 16(9) din Regulamentul (UE) 2019/943, de la prevederile articolului 16(8) din Regulamentul (UE) 2019/943 pentru RCC Core și SEE pentru anul 2020. Decizia ANRE nr. 2206 din 20.12.2019 a acordat CNTEE Transelectrica SA derogare de la obligația îndeplinirii prevederilor articolului 16(8) din Regulamentul (UE) 2019/943 pentru o durată de un an, începând cu 01.01.2020.

În anul 2021, Guvernul României a decis adoptarea unui Plan de acțiuni în conformitate cu prevederile articolului 15 din Regulamentul (UE) 2019/943, inclusiv traiectoria liniară pentru creșterea anuală a capacității minime disponibile pentru comerțul interzonal până la 31 decembrie 2025.

Pentru anul 2025 a fost prevăzută o capacitate minimă disponibilă pentru schimburile transfrontaliere de 1520 MW pe granița România – Ungaria (reprezentând 63% din capacitatea de transport), respectiv 2220 MW pe granița România – Bulgaria (reprezentând 61% din capacitatea de transport). Pentru menținerea siguranței în funcționare, conform prevederilor articolului 16(9) din Regulamentul (UE) 2019/943, CNTEE Transelectrica SA a depus cerere de derogare de la obligațiile prevăzute la articolul 16(8) din Regulamentul (UE) 2019/943 prevăzute pentru anul 2025 pentru granițele România – Ungaria și România – Bulgaria. Prin decizia nr. 314 din 18.02.2025 ANRE a acordat CNTEE Transelectrica SA derogare de la îndeplinirea obligației prevederilor articolului 16(8) din Regulamentul (UE) 2019/943 cu menținerea capacității minime disponibile pentru schimburile transfrontaliere pentru anul 2025 pe granița România – Ungaria la 980 MW, reprezentând 41% din capacitatea de transport, respectiv pe granița România – Bulgaria la 1890 MW, reprezentând 52% din capacitatea de transport.

În anul 2021, în regiunea 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 RCC SEE.

Astfel, începând cu data de 01.07.2021 calculul de capacitate pentru intervalul de timp al pieței pentru ziua următoare pe granița RO – BG se realizează în mod coordonat la nivelul RCC SEE.

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 RO – HU se realizează în mod coordonat prin metoda fluxurilor de putere la nivelul regiunii Core.

Recomandarea ACER nr. 1/2019 oferă o abordare coordonată cu privire la monitorizarea marginii disponibile pentru comerțul interzonal (denumită în continuare MACZT) în raport cu ținta stabilită, pentru toate intervalele de timp considerate și zonele de coordonare. Având în vedere că determinarea capacităților transfrontaliere se realizează la nivelul regiunilor de calcul de capacitate, este necesară evaluarea impactului granițelor din afara regiunii asupra elementelor critice de rețea. Astfel, valoarea MACZT se determină luând în considerare doi termeni:

- MNCC – margine disponibilă pentru calculul de capacitate necoordonat (parte din capacitatea unui element disponibilă pentru comerțul interzonal pe granițele din afara regiunii de calcul);
- MCCC – margine disponibilă pentru calculul de capacitate coordonat (parte din capacitatea unui element disponibilă pentru comerțul interzonal pe granițele din interiorul regiunii de calcul).

Marginea minimă se calculează pentru fiecare element critic, luând în considerare contingentele, pentru fiecare oră și regiune de calcul.

a) Calculul MCCC

Termenul MCCC pentru regiunile utilizând metoda bazată pe capacitatea netă de transport coordonată se calculează utilizând următoarea formulă:

$$MCCC_{NTC}(CC MTU) = \sum_{b \in \text{regiunii coordonate}} pPTDF_{z2z,b}(CC MTU) * NTC_b(CC MTU) \quad (1)$$

unde:

b – granița care este inclusă în regiunea de calcul;

$pPTDF_{z2z,b} = \max(0, PTDF_{z2z,b}) - PTDF$ zonă la zonă pozitiv asociat graniței *b*;

NTC_b – capacitatea netă de transport pe graniță pentru intervalul de timp analizat.

Această estimare a MCCC se face doar pentru elementele care limitează în cadrul calculului de capacitate.

b) Calculul MNCC

Termenul MNCC se calculează utilizând poziții nete și schimburi prezente în CGM, cu formula următoare:

$$MNCC_{NTC}(CC MTU) = \sum_{b \notin \text{regiunii coordonate}} PTDF_{z2z,b}(CC MTU) * CGME_b(CC MTU) \quad (2)$$

unde

b – granița care nu este inclusă în regiunea coordonată;

$PTDF_{z2z,b} - PTDF$ zonă la zonă pozitiv asociat graniței *b*;

$CGME_b$ – prognoza pentru schimburile pe granițe din CGM.

Acest termen poate fi și negativ în sensul scăderii încărcării pe un element critic. Această capacitate ar trebui să devină disponibilă pentru regiunea coordonată. Marginea disponibilă pentru comerțul transfrontalier devine:

$$MACZT(CC MTU) = MCCC(CC MTU) + MNCC(CC MTU) \geq MACZT_{min}(CNEC, CC MTU) \quad (3)$$

Valorile MACZT sunt calculate în două situații: cu includerea schimburilor dintre țările non-UE și fără includerea acestora. Astfel, pentru România, termenul MNCC în cazul includerii țărilor non-UE ia în considerare influența schimburilor dintre țări precum: România – Ucraina, Croația – Serbia etc.

Astfel, valorile MACZT au fost calculate conform Recomandării ACER, iar elementele critice utilizate au fost determinate în cadrul următoarelor regiuni de coordonare:

- aria de coordonare RO – BG, având rezultatele obținute în urma calculului de capacitate în conformitate cu *Metodologia comune SEE CCR de calcul al capacităților pentru intervalul de timp al pieței pentru ziua următoare și al pieței intrazilnice*;
- aria de coordonare RO – HU, având rezultatele obținute în urma calculului de capacitate în conformitate cu metodologia *Day-ahead capacity calculation methodology of the Core capacity calculation region*.

Începând cu data de 09.06.2022, datele pentru evaluarea capacității minime pentru granița România – Ungaria sunt disponibile la OTS, nemaifiind necesare calcule suplimentare realizate de către ACER.

Rezultatele prezentate în cadrul prezentului capitol utilizează datele preliminare datele disponibile la OTS până la transmiterea analizelor realizate de către ACER, și anume:

- marginile disponibile pentru comerțul transfrontalier pentru elementele critice care au limitat valorile de NTC în cadrul procesului coordonat de calcul de capacitate din cadrul regiunii SEE și care iau în considerare valorile finale validate de către OTS.
- marginile disponibile pentru comerțul transfrontalier pentru elementele critice și contingentele din România care au cea mai mică valoare în fiecare interval orar. Aceste date sunt disponibile pe platforma de transparență *JAO Publication Tool*;

Marginea disponibilă pentru fiecare element critic și contingență s-a calculat utilizând următoarea formulă:

$$\text{Margine [\%]} = \frac{\text{RAM}_{0,\text{Core}} + \text{AMR} - \text{IVA} + \text{F}_{\text{uaf}} + 3}{\text{F}_{\text{max}}} * 100$$

unde:

- Margine – marginea disponibilă pentru comerțul transfrontalier pe fiecare element critic și contingență;
- $\text{RAM}_{0,\text{Core}}$ – marginea disponibilă pe fiecare element critic și contingență în situația fără schimburi comerciale în regiunea Core;
- AMR – ajustarea marginii disponibile pentru a se îndeplini ținta stabilită pentru anul 2022;
- IVA – valoare de reducere a marginii disponibile rezultată în urma validării individuale;
- F_{uaf} – circulația de putere pe fiecare element critic și contingență rezultată din schimburile comerciale din afara regiunea Core;
- 3 MW – valoare adăugată pentru a compensa erorile introduse de rotunjirile din platforma de calcul;
- F_{max} – circulația de putere maxim admisibilă a elementului critic.

Aria de coordonare RO – BG (regiunea SEE)

În figura 3.6.1 sunt prezentate valorile NTC medii lunare finale în anul 2025 pe granița România – Bulgaria. Pe direcția România – Bulgaria valorile NTC medii lunare sunt situate între 1882 MW și 2314 MW, iar pe direcția Bulgaria – România acestea sunt situate între 1845 MW și 2153 MW.

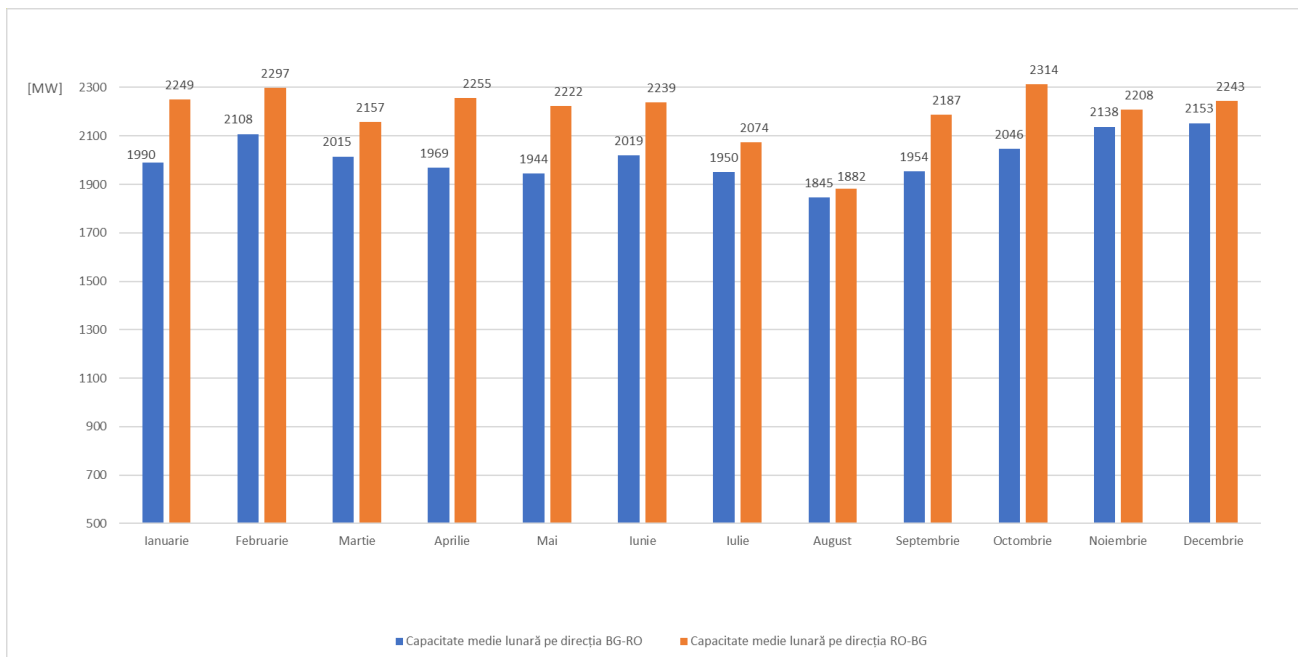


Fig. 3.6.3. Valorile NTC medii lunare finale în anul 2025 pe granița România – Bulgaria

În figura 3.6.2 sunt prezentate valorile NTC medii lunare validate de CNTEE Transelectrica SA în anul 2025 pe granița România – Bulgaria. Pe direcția România – Bulgaria valorile NTC medii lunare sunt situate între 1888 MW și 2366 MW, iar pe direcția Bulgaria – România acestea sunt situate între 1850 MW și 2162 MW. Se poate observa că valorile medii validate pe granița România – Bulgaria respectă valoarea țintă stabilită prin Planul de acțiuni și Derogare cu excepția lunii august. Pentru luna august media valorilor NTC validate pe direcția Bulgaria – România este mai mică cu 40 MW față de valoarea țintă pentru direcția Bulgaria – România, respectiv cu 2 MW pentru direcția România – Bulgaria.

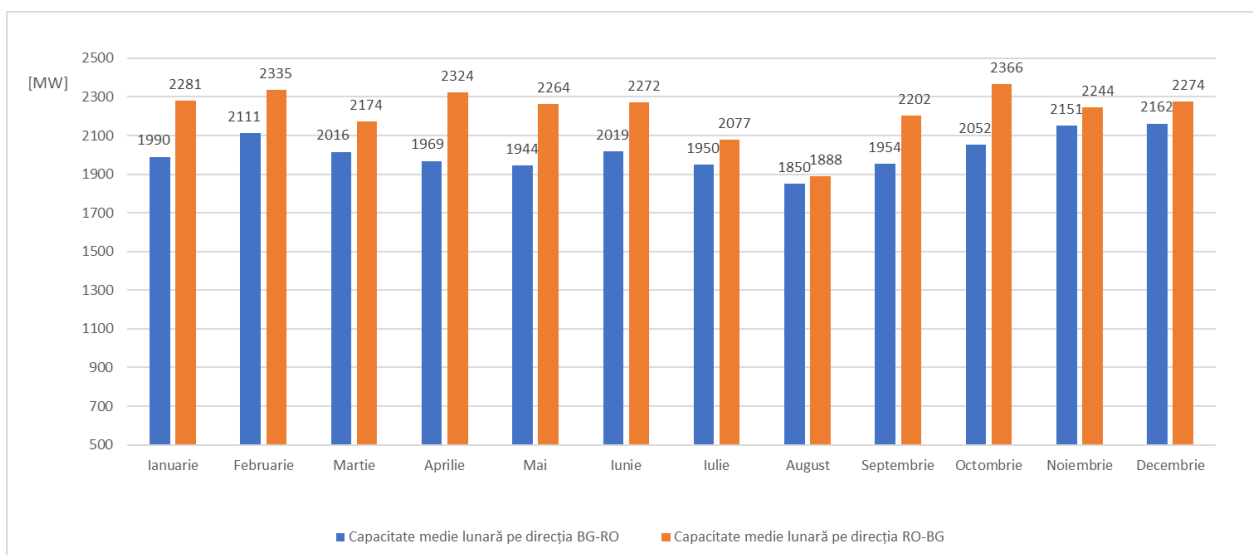


Fig. 3.6.2. Valorile NTC medii lunare validate în anul 2025 pe granița România – Bulgaria

Din analiza figurilor 3.6.1 și 3.6.2 se poate observa că valorile NTC medii lunare validate de CNTEE Transelectrica SA pe granița România – Bulgaria sunt mai mari decât valorile NTC medii lunare finale.

În anul 2025, valorile NTC finale pe direcția România – Bulgaria au fost mai mici decât valoarea țintă pentru 3,8 % din numărul intervalelor orare, iar pe direcția Bulgaria – România pentru 5,4 % din numărul intervalelor orare. Valorile NTC validate de CNTEE Transelectrica SA au fost mai mici decât

valoarea țintă stabilită prin Derogare pe direcția România – Bulgaria pentru aproximativ 1 % din numărul intervalelor orare, iar pe direcția Bulgaria – România pentru 5,4 % din numărul intervalelor orare.

De asemenea, se observă impactul pe care îl are procesul de validare al OTS asupra valorilor capacităților disponibile. Pentru anul 2025 sunt reprezentate în figurile 3.6.3 și 3.6.4 procentele de timp și media reducerilor aplicate de către OTS ESO – EAD, pentru unitățile de timp în care elementul critic se află în România. Astfel, procentul de timp este calculat raportând unitățile de timp în care ESO – EAD a validat cu valori inferioare celor calculate, la perioada de timp în care elementul critic se află în rețeaua CNTEE Transelectrica SA.

Pentru direcția România – Bulgaria se observă reduceri semnificative pentru un procent mare de timp din perioada analizată.

În figura 3.6.3 este reprezentată valoarea medie redusă de către ESO – EAD pe direcția România – Bulgaria în fiecare lună, acestea situându-se între 55 MW și 224 MW.

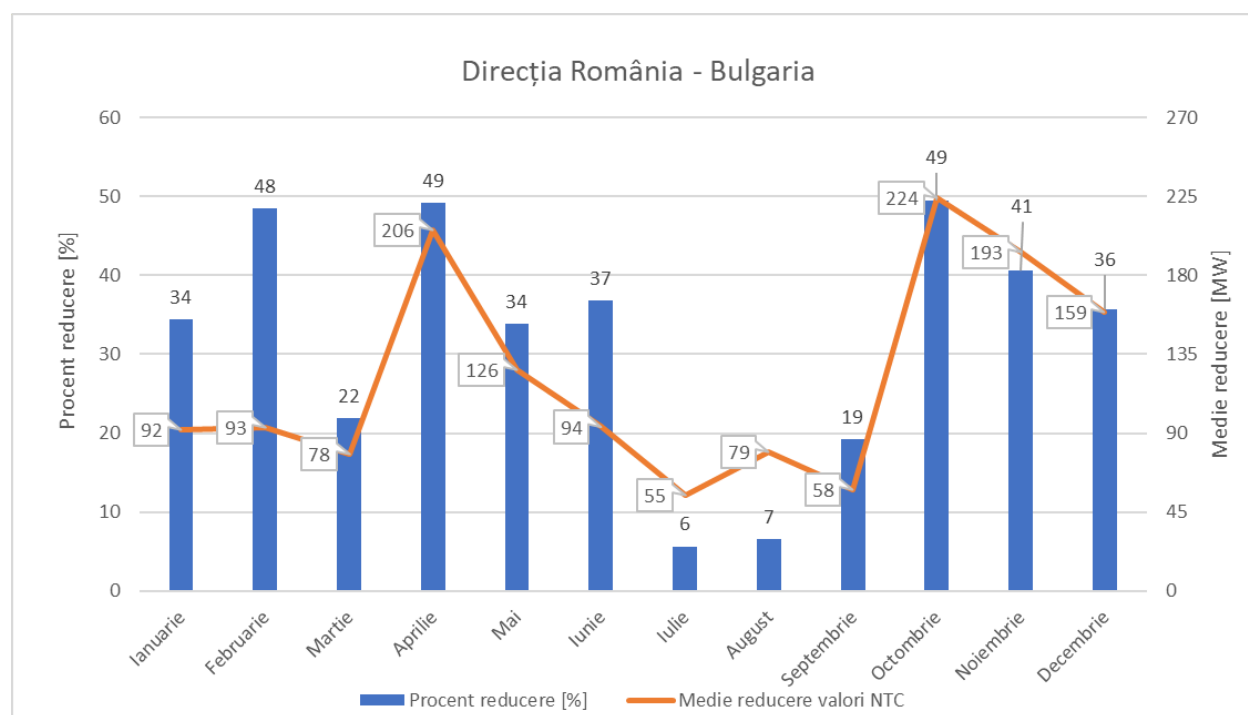


Fig. 3.6.3. Procentul de timp și media reducerii NTC lunar validat de către ESO – EAD

În figura 3.6.4 este reprezentată valoarea medie redusă de către ESO – EAD pe direcția Bulgaria – România în fiecare lună, acestea situându-se între 19 MW și 131 MW.

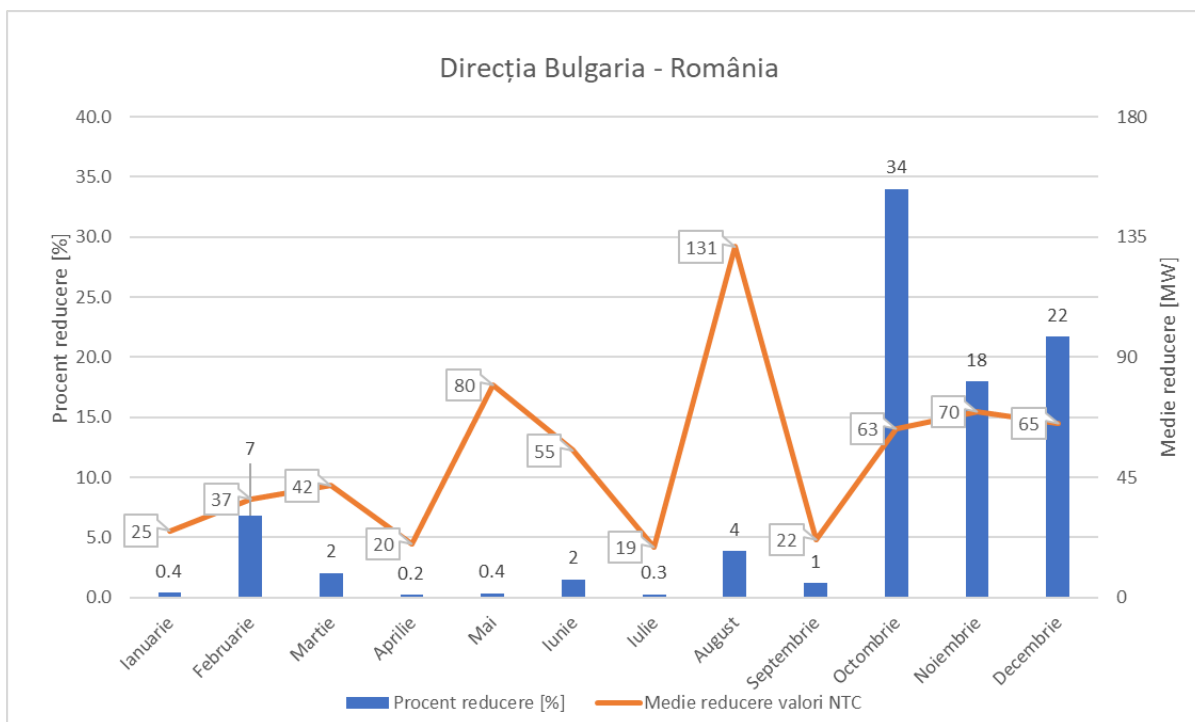


Fig. 3.6.4. Procentul de timp și media reducerii NTC lunar validat de către ESO – EAD

- Aria de coordonare RO – HU (regiunea Core)

În figura 3.6.5 este prezentată marginea disponibilă pentru comerțul transfrontalier pentru elementele critice și contingentele din România care limitează domeniul final bazat pe fluxuri de putere din cadrul regiunii Core, pentru anul 2025. Se poate observa faptul că ținta de 41 % privind marginea minimă disponibilă pentru comerțul transfrontalier pe granița România – Ungaria este respectată în proporție de cel puțin 98 % în toate lunile din perioada analizată.

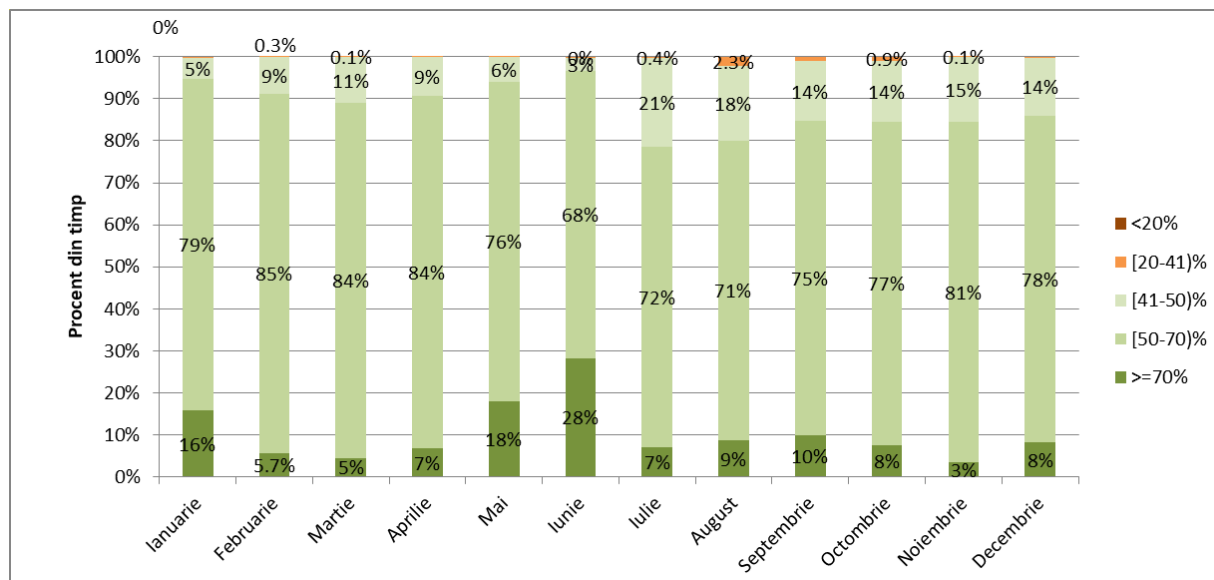


Fig. 3.6.5. Marginea disponibilă pentru elementele critice și contingentele din România care limitează domeniul final bazat pe fluxuri de putere în anul 2025 în regiunea Core

Valorile medii ale marginii disponibile pentru comerțul transfrontalier pentru fiecare dintre lunile raportate au valori cuprinse între 56,6 % și 65,3 % (tabelul nr. 1) din capacitatea de transport, superioare valorii de 41 %, stabilită ca valoare țintă prin Decizia ANRE nr. 314 din 18.02.2025 și Planul de acțiuni.

Tabelul 1. Valorile medii lunare ale marginii disponibile pentru comerțul transfrontalier în anul 2025 în regiunea

Core

Luna	Valoarea medie [%]
Ianuarie	61,2
Februarie	58,1
Martie	58
Aprilie	57,9
Mai	62,3
Iunie	65,3
Iulie	56,6
August	57,6
Septembrie	59
Octombrie	59,7
Noiembrie	58,1
Decembrie	59,8

În figura 3.6.6 este reprezentată marginea disponibilă pentru comerțul transfrontalier pentru elementele critice și contingențele din România care au cea mai mică valoare în fiecare interval orar. Se poate observa că, în situația în care se monitorizează în fiecare interval orar doar elementul critic și contingenta cu cea mai mică margine disponibilă, ținta de 41 % este respectată în proporție de cel puțin 64 % din fiecare interval orar al fiecărei luni, cel mai mic procent fiind înregistrat în luna ianuarie.

Considerând toată perioada de raportare, marginea disponibilă pentru comerțul transfrontalier a avut valori mai mici decât ținta stabilită pentru anul 2025 în aproximativ 19 % din perioada de raportare.

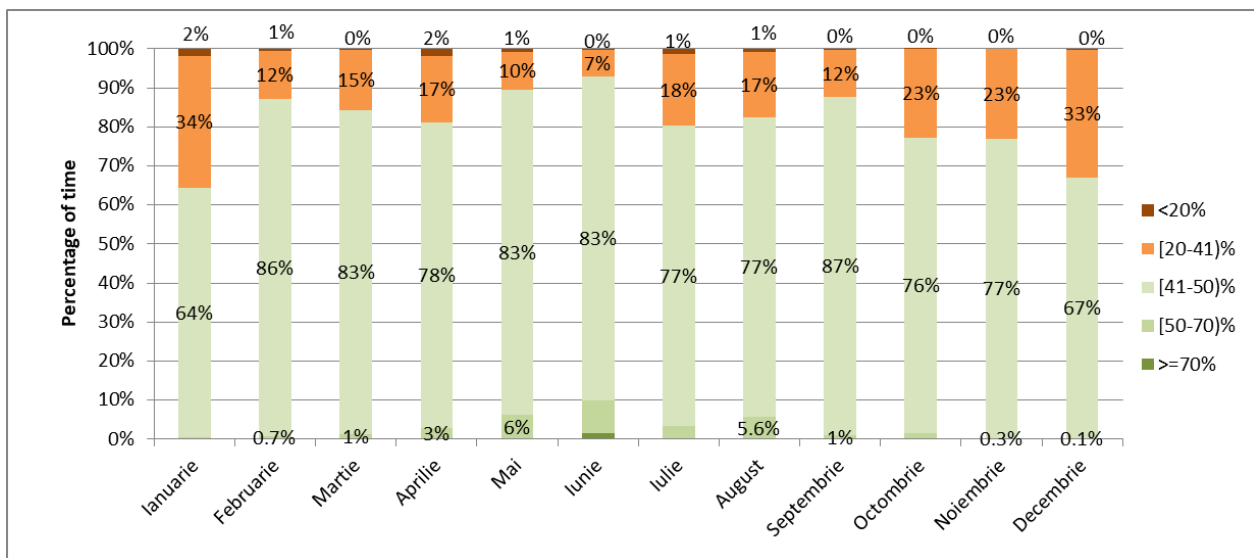


Fig. 3.6.6. Marginea disponibilă pentru elementele critice și contingențele din România care au cea mai mică valoare în fiecare interval orar în anul 2025 în regiunea Core

Pentru evaluarea capacității minime disponibile în anul 2025 în regiunea Core nu s-au luat în considerare intervalele de timp pentru care nu au existat valori rezultate din procesul de calcul coordonat bazat pe fluxuri de putere, perioada exclusă fiind de 0,27 % din perioada totală de raportare.

Factori generali care influențează valorile MACZT

În anul 2025, momentele de timp în care nu au fost respectate țintele prevăzute au fost cauzate, în principal, de următorii factori:

- Retragerile din exploatare pentru realizarea lucrărilor de mentenanță și investiții;
- Fluxurile de putere din sud-estul Europei către zona centrală a Europei;
- Producția de putere în CEE din zona secțiunii caracteristice 6;
- Producția de putere în CHE Porțile de Fier I și CHE Djerdap I;
- Considerarea în calcule a curenților maximi admisibili cu valori sezoniere pentru elementele critice care limitează capacitatea de export sau cea de import;
- Lipsa proceselor coordonate la nivel regional pentru validarea rezultatelor de calcul de capacitate și a procesului de coordonare a analizelor de siguranță;
- Lipsa proceselor de redispecerizare și comercializare în contrapartidă la nivel regional conform articolelor 35 și 74 din Regulamentul (UE) 2015/1222;
- Lipsa coordonării în ceea ce privește realizarea modelului comun de rețea la nivelul regiunilor Core și SEE;

Configurația regiunilor de calcul de capacitate și absența considerării fluxurilor de putere cu statele non-UE în calculul coordonat de capacitate.

3.7. Capacitatea de racordare disponibilă pentru noi unități de producție

Scopul studiului este evaluarea capacității de racordare disponibile pentru noi unități de producție de energie electrică fără întărirea rețelei electrice de transport.

Zonele analizate în cadrul studiului sunt următoarele (figura 3.6.):

- Zona de sud – est a SEN (Zona A);
- Zona București – Giurgiu – Alexandria (Zona B);
- Zona Pitești – Târgoviște – Ploiești (Zona C);
- Zona de sud – vest a SEN (Zona D);
- Zona Banat (Zona E);
- Zona Arad – Mintia (Zona F);
- Zona Sibiu – Brașov (Zona G);
- Zona Cluj-Napoca – Baia Mare – Oradea (Zona H);
- Zona de nord – est a SEN (Zona J);
- Zona Târgu Mureș – Miercurea Ciuc (Zona I).

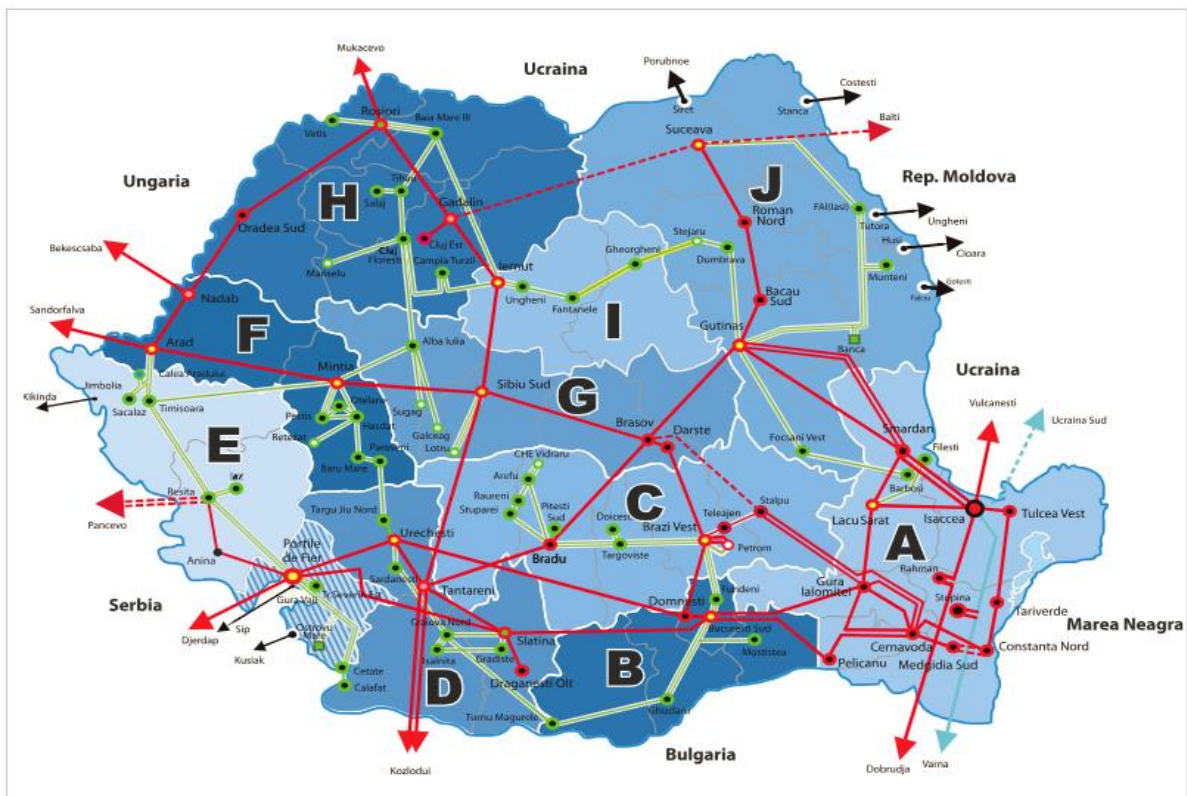


Fig. 3.6. Zonele analizate pentru determinarea capacității disponibile de racordare

Repartizarea județelor României pe zonele analizate este următoarea:

- Zona A: Galați, Brăila, Tulcea, Constanța, Ialomița, Călărași (partea de est);
- Zona B: Teleorman, Călărași (partea de vest), Ilfov, București, Giurgiu;
- Zona C: Vâlcea, Argeș, Dâmbovița, Prahova, Buzău;
- Zona D: Olt, Dolj, Gorj, Mehedinți;
- Zona E: Timiș, Caraș – Severin, Mehedinți.
- Zona F: Arad, Hunedoara;
- Zona G: Alba, Sibiu, Brașov, Covasna;
- Zona H: Maramureș, Bistrița – Năsăud, Satu Mare, Bihor, Sălaj, Cluj;

- Zona I: Mureș, Harghita;
 - Zona J: Botoșani, Suceava, Iași, Neamț, Vaslui, Bacău, Vrancea;
- Metodologia de calcul pentru determinarea capacității de racordare disponibile în fiecare zonă analizată conține următoarele etape principale:
- Analiza Regimului Mediu de Bază (RMB) cu verificarea acoperirii palierului de consum și a criteriului de siguranță (N – 1);
 - Verificarea zonelor analizate din punct de vedere al centralelor electrice puse în funcțiune;
 - Realizarea Regimurilor de Dimensionare (RD) luând în considerare centralele electrice puse în funcțiune și regulile de încărcare a acestora;
 - Analiza RD din punct de vedere al evacuării puterii generate din zona analizată și verificarea criteriului de siguranță (N – 1);
 - Identificarea capacității de racordare disponibile prin realizarea RD+ (încărcarea suplimentară a RD) pentru a crește excedentul zonei până la limita de verificare a criteriului de siguranță (N – 1). Regulile pentru realizarea RD sunt cele utilizate în studiile de soluție pentru racordarea de noi unități de producție:
- Producția CEE racordate în RET în zona (secțiunea) analizată se încarcă la 70% din P_i ;
 - Producția CEE din RED din zona analizată se încarcă la 85% din P_i ;
 - CTE din zona analizată rămân încărcate ca în Regimurile Medii de Bază (RMB);
 - CNE se încarcă la P_{max} disponibil;
 - CHE din zona analizată se încarcă la 90 % din P_{max} disponibil;
 - Producția CEF din zona analizată se încarcă la 80% din P_i ;
 - Instalațiile de stocare independente din zona analizată rămân încărcate ca în Regimurile Medii de Bază (RMB), cu funcționarea IS în regim de generator sau consumator conform simulărilor de piață realizate: Centralele electrice mixte (CEM) din zona analizată se consideră la 100% din puterea aprobată.

În tabelul următor sunt prezentate pentru fiecare zonă analizată capacitatea de racordare disponibilă și combinația element critic de rețea – contingență la verificarea criteriului de siguranță (N – 1).

Zona	Capacitatea de racordare [MW]	Element Critic/Contingență
A Sud – Est SEN	1400	Trafo 1, 2 – 250 MVA, 400/110 kV Medgidia Sud / LEA 400 kV Medgidia Sud – Cernavodă
B București – Giurgiu – Alexandria	2280	LEA 220 kV București Sud – Fundeni circ. 1 (2) / LEA 220 kV București Sud – Fundeni circ. 2 (1)
C Pitești – Târgoviște – Ploiești	2670	AT 3 400/220 kV Brazi Vest / - AT 4(3) 400 MVA, 400/2200 kV Bradu / -

Zona	Capacitatea de racordare [MW]	Element Critic/Contingență
		<p>LEA 220 kV Brazi Vest – Fundeni / -</p> <p>AT 3 400 MVA, 400/220 kV Arefu / -</p> <p>AT 200 MVA, 220/110 kV Râureni / -</p> <p>AT 200 MVA, 220/110 kV Stupărei / -</p> <p>AT 200 MVA, 220/110 kV Râureni /</p> <p>AT 200 MVA, 220/110 kV Stupărei</p> <p>AT 200 MVA, 220/110 kV Stupărei /</p> <p>AT 200 MVA, 220/110 kV Râureni</p> <p>AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Teleajen /</p> <p>LEA 220 kV Brazi Vest – Teleajen</p>
D Sud – Vest SEN	1910	<p>LEA 220 kV Paroșeni – Târgu Jiu Nord /</p> <p>LEA 400 kV Tântăreni – Arefu</p>
E Banat	1120	<p>LEA 220 kV Resița – Timișoara circ. 1(2) /</p> <p>LEA 220 kV Resița – Timișoara circ. 2(1)</p>
F Arad – Mintia	3000	<p>AT1 - 200 MVA, 220/110 kV Arad /</p> <p>AT3 - 400 MVA, 400/220 kV Arad</p>
G Sibiu – Brașov	1900	<p>LEA 220 kV Alba Iulia – Mintia/</p> <p>LEA 220 kV Cluj Florești – Alba Iulia</p> <p>LEA 220 kV Cluj Florești – Alba Iulia/</p> <p>LEA 220 kV Alba Iulia – Mintia</p>
H Cluj-Napoca – Baia Mare – Oradea	3550	<p>Trafo 1(2) – 250 MVA, 400/110 kV Oradea Sud /</p> <p>Trafo 2(1) – 250 MVA, 400/110 kV Oradea Sud</p>

Zona	Capacitatea de racordare [MW]	Element Critic/Contingență
I Târgu Mureș – Miercurea Ciuc	1300	LEA 220 kV Fântânele – Ungheni / LEA 220 kV Stejaru – Gheorgheni
J Nord – Est SEN	1670	LEA 220 kV Stejaru – Gheorgheni / LEA 400 kV Brașov – Gutinaș

Valorile capacităților de racordare determinate pentru fiecare zonă analizată pot fi influențate de următorii factori:

- Puterea consumată în zona analizată (creșterea consumului într-o zonă conduce la creșterea capacității de racordare pentru noi unități de producție);
- Locul de racordare pentru noile centralele electrice (concentrarea într-o anumită parte din rețea a cererilor de racordare poate conduce la limitarea posibilităților de racordare în zona respectivă);
- Evoluția puterii instalate în centrale noi dintr-o secțiune poate avea influență asupra capacității de racordare dintr-o altă secțiune alăturată;
- Dezvoltarea rețelei electrice de transport (realizarea de noi legături de evacuare dintr-o zonă, reconductorarea sau trecerea la 400 kV conduce la creșterea capacității de racordare).

Valorile capacităților de racordare prezentate nu se referă doar la RET. Acestea includ atât puterea generată de unitățile de producție care se pot racorda la RET, cât și excedentul zonelor RED 110 kV provenit din diferența dintre puterea generată și consumul din rețeaua de distribuție.

Studiul pentru determinarea capacității de racordare s-a realizat luând în considerare:

- RET fără considerarea întăririlor de rețea prevăzute în Planul de dezvoltare;
- Centralele electrice puse în funcțiune și fără centralele electrice care au CR, ATR cu întăriri de rețea sau studii avizate (având în vedere incertitudinea în realizarea proiectelor);
- Posibilități de racordare repartizate relativ uniform în funcție de capacitatea rețelei electrice și nivelul de tensiune, pe toate zonele de rețea din fiecare secțiune analizată.

4. VERIFICAREA STABILITĂȚII STATICE

Determinarea puterilor admisibile în secțiunile caracteristice

Condiții generale

S-au verificat limitele de stabilitate statică și respectarea criteriului de siguranță (N-1) pentru secțiunile caracteristice S1, S2, S3, S4, S5 și S6. Pentru toate secțiunile s-a considerat funcționarea interconectată a SEN cu rețeaua europeană continentală sincronă.

Calculul s-a efectuat pentru scheme cu N, N-1 elemente în funcțiune în ipoteza de balanță R3 (vârf de seară), R4 (vârf de dimineață) și R2 (gol de noapte) cu verificarea criteriului N-1. Pentru fiecare din aceste scheme s-a verificat stabilitatea statică în schema de durată în cazul declanșării unui element din zona care afectează secțiunea, și respectarea criteriului de siguranță.

Înrăutățirea regimurilor pentru încărcarea secțiunii s-a făcut prin încărcarea/conectarea grupurilor din zona excedentară și descărcarea/deconectarea grupurilor și creșterea consumului în zonele deficitare. În tabelele din Anexele 4.1-4.6 sunt prezentate în detaliu rezultatele calculului pentru diferite scenarii, cuprinzând puterea limită de stabilitate P_{lim} , puterile cu rezervă normată $P_{8\%}$, respectiv $P_{20\%}$ și puterile admisibile. În regimurile pentru care este respectată rezerva normată în secțiune dar tensiunile în rețea sau circulațiile de curenți pe elementele rețelei se situează 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. Pentru scenariile în care declanșarea unei linii conduce la variația substanțială a pierderilor în rețea, s-au dat valori pentru puterea admisibilă prin secțiune în regimul care **urmează după declanșare (a)** și în **regimul anterior declanșării** unui element (b), în forma **a / b**.

În secțiunile S1, S2, S3, S4, S5 și S6 valorile puterilor cu rezerva normată și cele admisibile s-au dat atât pentru întreaga secțiune ($\sum P_{L(400+220+110)kV}$), cât și pentru cea vizibilă, formată doar din liniile de transport ($\sum P_{L(400+220)kV}$), acestea din urmă incluzând și liniile de interconexiune a SEN cu sistemele vecine.

Valorile indicate în tabele corespund cazurilor de retrageri din exploatare descrise la fiecare regim și unei structuri de grupuri în funcțiune date în anexa 2.7.1. Aceste valori se pot modifica în cazul în care apar retrageri suplimentare de linii în cadrul SEN sau se funcționează cu o altă repartitie a puterilor produse. Aceste modificări sunt necesare a fi analizate la programarea regimurilor zilnice.

Având în vedere că în SEN nu există dispozitive care să limiteze automat puterea într-o secțiune la declanșarea unui element, la programarea regimurilor se va considera ca putere admisibilă de funcționare cea mai mică putere admisibilă de calcul rezultată pentru schema de durată și ca urmare a unei contingente simple. Puterile admisibile de funcționare vor fi introduse în calculatorul de proces ca puteri orientative pentru supravegherea on-line a SEN.

Benzile admisibile de tensiune conform Cod RET sunt:

- (1) în rețeaua de 750 kV: 735 kV – 765 kV;
- (2) în rețeaua de 400 kV: 380 kV – 420 kV;
- (3) în rețeaua de 220 kV: 198 kV – 242 kV;
- (4) în rețeaua de 110 kV: 99 kV – 121 kV.

Calculul pentru toate secțiunile s-a efectuat în regimurile de bază cu luarea în considerare a retragerilor conform schemei de calcul.

4.1. Secțiunea S1

Calculul s-a efectuat pentru scheme cu N, N-1 elemente în funcțiune în ipoteza de balanță R4 cu producție în CEE.

Excedentul inițial al secțiunii este de cca. 747 MW.

Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.1):

- La declanșarea LEA 400 kV Țânțăreni – Arefu, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P8\%=5080$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 4090 MW, valoare peste care apar suprasarcini pe LEA 220 kV Urechești – Târgu Jiu Nord și LEA 220 kV Paroșeni – Târgu Jiu Nord.
- La declanșarea unei unități CNE Cernavodă, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P8\%=5490$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 4170 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declanșarea LEA 400 kV Urechești – Domnești, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P8\%=5120$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 4200 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declanșarea LEA 400 kV Țânțăreni – Bradu, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P8\%=5040$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 4120 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.

4.2. Secțiunea S2

4.2.1. Secțiunea S2 în ipoteza de balanță R4 palierul cu producție în CEE.

Deficitul inițial al secțiunii este de cca. 652 MW.

Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.2.1):

- La declanșarea LEA 400 kV Roșiori – Mukacevo, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P8\%=2690$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 2510 MW (2500 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declanșarea LEA 400 kV Brașov – Sibiu Sud, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P8\%=2750$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 2600 MW (2580 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declanșarea LEA 400 kV Arefu – Sibiu Sud, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P8\%=2760$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 2570 MW (2540 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care apar suprasarcini pe LEA 220 kV Urechești – Târgu Jiu Nord și LEA 220 kV Paroșeni – Târgu Jiu Nord.

4.2.2. Secțiunea S2 în ipoteza de balanță R3 palierul fără producție în CEE și CEF.

Deficitul inițial al secțiunii este de cca. 1110 MW.

Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.2.2):

- La declanșarea LEA 400 kV Roșiori – Mukacevo, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P8\%=2660$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 2500 MW (2470 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declanșarea LEA 400 kV Nadab – Bekescsaba, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P8\%=2680$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 2350 MW (2310 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care apar suprasarcini pe AT2 – 400 MVA, 400/220kV Roșiori.

4.3. Secțiunea S3

Calcululele s-au efectuat pentru scheme cu N, N-1 elemente în funcțiune în ipoteza de balanță R3 fără producție în CEE.

Deficitul inițial al S3 este de 650 MW.

Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.3):

- La declanșarea LEA 400 kV Brașov – Gutinaș, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1590$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 1450 MW (1440 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declanșarea LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1690$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 1560 MW (1560 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declanșarea LEA 400kV Constanța Nord – Cernavodă, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=2150$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 1580 MW (1580 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declanșarea LEA 400kV Isaccea – Tulcea Vest, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1950$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 1590 MW (1590 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declanșarea unei unități CNE Cernavodă, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=2270$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 1540 MW (1540 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.

4.4. Secțiunea S4

4.4.1. Secțiunea S4 în ipoteza de balanță R4 cu producție în CEE.

Deficitul inițial al secțiunii este de cca. 361 MW.

Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.4.1):

- La declanșarea LEA 400 kV Sibiu Sud – Iernut, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1600$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1320 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declanșarea LEA 400 kV Roșiori – Mukacevo, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1750$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1600 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declanșarea LEA 220 kV Stejaru – Gheorgheni, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1810$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1610 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declanșarea LEA 400 kV Gădălin – Iernut, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1900$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1640 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.

Nota : Pentru toate cazurile N-1 condiționările de regim pentru fiecare retragere sunt specificate în Anexa 4.4.1 .

- La retragerea LEA 400 kV Roșiori – Mukacevo și declanșarea LEA 400 kV Sibiu Sud – Iernut, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1230$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1110 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La retragerea LEA 400 kV Sibiu Sud – Iernut și declanșarea LEA 400 kV Roșiori – Mukacevo puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1340$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1110 MW (1020 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 110kV Fântânele – Hoghiz.

4.4.2. Secțiunea S4 în ipoteza de balanță R6 fără producție în CEE.

Deficitul inițial al secțiunii este de cca. 704 MW.

Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.4.2):

- La declanșarea LEA 400 kV Roșiori – Mukacevo, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1820$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1670 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declanșarea LEA 220 kV Stejaru – Gheorgheni, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1880$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1490 MW, valoare peste care apar suprasarcini pe AT2 – 400 MVA, 400/220kV Roșiori.
- La declanșarea LEA 400 kV Roșiori – Gădălin, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1940$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 780 MW, valoare peste care apar suprasarcini pe AT2 – 400 MVA, 400/220kV Roșiori.

4.4.3. Secțiunea S4 în ipoteza de balanță R2 palierul GS cu producție în CEE.

Deficitul inițial al secțiunii este de cca. 372 MW.

Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.4.3):

- La declanșarea LEA 400 kV Sibiu Sud – Iernut, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1450$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1260 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declanșarea LEA 400 kV Roșiori – Mukacevo, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1830$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1420 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declanșarea LEA 220 kV Stejaru – Gheorgheni, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1880$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1500 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declanșarea LEA 400 kV Gădălin – Iernut, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1940$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1570, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.

- La declanșarea LEA 400 kV Nădab – Oradea Sud, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1780$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1460, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.

4.5. Secțiunea S5

4.5.1. Secțiunea S5 în ipoteza de balanță R4 cu producție în CEE.

Deficitul inițial al secțiunii este de cca. 301 MW.

Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.5.1):

- La declanșarea LEA 400 kV Brașov – Gutinaș, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1820$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 800 MW valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declanșarea LEA 400 kV Gutinaș – Smârdan puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=960$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 810 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declanșarea LEA 400 kV Gutinaș – Bacău Sud, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=930$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 850 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declanșarea LEA 220 kV Gutinaș – FAI puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=900$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 850 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.

Notă : Pentru toate cazurile N-1 condiționările de regim pentru fiecare retragere sunt specificate în Anexa 4.5.1

- La retragerea LEA 400 kV Brașov – Gutinaș și declanșarea LEA 400kV Gutinaș – Smârdan, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=450$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 420 MW valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 220 kV Barboși – Filești.
- La retragerea LEA 400 kV Gutinaș – Smârdan și declanșarea LEA 400kV Brașov – Gutinaș, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=460$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 410 MW, valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 220kV Barboși – Filești.

4.5.2. Secțiunea S5 în ipoteza de balanță R3 fără producție în CEE.

Deficitul inițial al secțiunii este de cca. 396 MW.

Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.5.2):

- La declanșarea LEA 400 kV Brașov – Gutinaș, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=930$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 900 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declanșarea LEA 400 kV Gutinaș – Smârdan puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1010$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 960 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.

- La declanșarea LEA 400 kV Bacău Sud – Roman Nord, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=940$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 810 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declanșarea LEA 220 kV Gutinaș – FAI, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1080$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 940 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.

4.5.3. Secțiunea S5 în ipoteza de balanță R2 palierul GS cu producție în CEE.

Deficitul inițial al secțiunii este de 78 MW.

Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.5.3):

- La declanșarea LEA 400 kV Gutinaș – Smârdan, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=990$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 840 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declanșarea LEA 400 kV Bacău Sud – Roman Nord, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=840$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 670 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declanșarea LEA 400 kV Gutinaș – Bacău Sud, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=890$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 750 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declanșarea LEA 400 kV Brașov – Gutinaș, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=960$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 810 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.

4.6. Secțiunea S6

4.6.1. Secțiunea S6 în ipoteza de balanță R3 cu producție în CEE.

Excedentul inițial al secțiunii S6 este de 2797 MW.

Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.6.1):

- La declanșarea LEA 400 kV Gutinaș – Smârdan, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică de $P_{8\%}=6820$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 4280 MW (4230 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 220 kV Barboși – Filești.
- La declanșarea LEA 400 kV București Sud – Pelicanu, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=5860$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 4560 MW (4510 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 400 kV București Sud – Gura Ialomiței.
- La declanșarea LEA 400 kV București Sud – Gura Ialomiței, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=5920$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 4840 MW (4780 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 110 kV Dragoș Vodă – Slobozia Sud.

Nota : Pentru toate cazurile N-1 condiționările de regim pentru fiecare retragere sunt specificate în Anexa 4.6.1

- La retragerea LEA 400 kV Gutinaș – Smârdan și declanșarea LEA 400 kV Brașov – Gutinaș, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=4700$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 2970 MW (2970 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 220 kV Barboși – Filești.

4.6.2. Secțiunea S6 în ipoteza de balanță R2 palierul GS cu producție în CEE.

Excedentul inițial al secțiunii S6 este de 2018 MW.

Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.6.2):

- La declanșarea LEA 400 kV Gutinaș – Smârdan, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=5720$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 4510 MW (4440 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 220 kV Barboși – Filești.
- La declanșarea LEA 400 kV București Sud – Pelicanu, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=5780$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 4100 MW (4040 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 110 kV Dragoș Vodă – Slobozia Sud.

5. VERIFICAREA STABILITĂȚII TRANZITORII

confidențial

5.1. Verificarea stabilității tranzitorii a zonei Cernavodă

confidențial

5.3. Verificarea stabilității tranzitorii a CECC Mass Mintia

confidențial

5.4. Verificarea dinamică a traseului de restaurare

confidențial

5.5 Analiza adecvanței SEN în sezonul de vară 2026

confidențial

6. CONCLUZII ȘI PROPUNERI DE MĂSURI

6.1. Propuneri pentru schema normală de funcționare

confidențial

6.2. Concluzii privind regimurile staționare

6.2.1. Prezentarea pe scurt a SRE (CEE și CEF)

a) Zonele unde sunt racordate CEE, așa cum sunt referite în cadrul studiului sunt:

- zona 110 kV Dobrogea, compusă din:

- zona Tulcea;
- zona Constanța – Medgidia;

În cadrul zonei Constanța – Medgidia se definește zona Hârșova – Medgidia Sud – Constanța Nord.

- zona Dobrogea este compusă din Dobrogea 110 kV, zona stației 400/110 kV Tariverde;

- zona secțiunii S6, compusă din:

- zona Dobrogea;
- zona stațiilor 400/110 kV Stupina și 400/110 kV Rahman;
- zona 110 kV Lacu Sărat – Smârdan;
- zona Bălăgești – Gura Ialomiței;

- zona Moldova (inclusiv zona Buzău);

- zona Banat.

b) Valorile însumate ale puterii instalate (disponibile nete) în unități dipecerizabile a CEE **modelate** în studiu, din fiecare zona descrisă mai sus, precum și gruparea lor pe DET-uri, de la începutul până la sfârșitul perioadei analizate:

DET și zone	Pd neta [MW]
DET 1	371
DET 2	2540
DET 4	71
zona 110 kV Constanța – Medgidia	601
<i>din care Harșova – Medgidia – Constanța</i>	<i>311</i>
zona Tulcea	487

zona 110 kV Lacu Sarat, Smârdan	159
zona stațiilor 400/110 kV Stupina și Rahman	590
zona stației 400/110 kV Tariverde	585
zona Dobrogea	2262
zona Bălțăgești – Gura Ialomiței	250
zona Moldova	240
zona Banat	71
Total SEN	2982

Se menționează că acest set de CEED modelate este același cu cel din sezonul precedent, de de iarnă 2025 - 2026, deoarece nu au mai fost puse în funcțiune **CEED**.

c) Distribuția pe DET-uri a CEF modelate este următoarea:

DET	Pd. netă modelată [MW]
1	136
2	1117
3	457
4	347
5	706
Total SEN	cca. 2762

6.2.2. Determinarea puterii maxime admisibile în CEE

Determinarea puterii maxime admisibile în CEE s-a făcut în condițiile îndeplinirii simultane a:
-acoperirii palierului de consum și a soldului propus;
-respectării criteriului (N-1), considerând temperatura mediului ambiant de cel mult 30°C.

Defalcarea puterii disponibile nete a CEE pe zonele definite în studiu este următoarea:

Zone MW	Dobrogea 110 kV			L.Sărat, Smârdan 110 kV	Tariverde	Stupina, Rahman	Bălțăgești Gura Ialomiței	Moldova Banat	SEN
	1085/977								
	CEE Peștera, Chirnogeni, Cobadin, Pecineaga 2, Mihai Viteazu (1 și 2)	Hârșova – Medgidia Sud – Constanța Nord	Tulcea						
P _{inst.CEE} (disp.net)	289/260	311/280	485/437	159/143	585/526	590 /531	250/225	312/281	2981/ 2683

Se menționează că s-a considerat, conform temei studiului, o producție inițială a CEE de 90% din puterea disponibilă netă.

Măsurile topologice și de dispecerizare a producției utilizate în calculele de determinare a puterii maxim admisibile a CEE ce poate fi evacuată în condiții de siguranță din CEE, în condițiile unei temperaturi a mediului ambiant de cca. 30°C, sunt următoarele:

Pentru schema cu N elemente în funcțiune:

- se limitează *confidențial* pentru reducerea curentului pe LEA 110 kV Gura Ialomiței – Bălțăgești;

- se limitează suplimentar preventiv producția CEE din *confidențial*, pentru reducerea curentului pe LEA 110 kV Medgidia Nord – Medgidia 1

Reducerea preventivă a producției este de *confidențial*.

Pentru unitățile de transformare este necesară aplicarea de măsuri postavarie, după declanșările care au ca efect încărcarea lor.

Defalcarea puterii maxime admisibile a CEE pe zonele definite în studiu este următoarea:

Zone	Dobrogea 110 kV			Lacu Sărat, Smârdan 110 kV	Tariverde	Stupina, Rahman	Băltăgești Gura Ialomiței	Moldova Banat	SEN
	952								
MW	CEE Peștera, Chirnogeni, Cobadin, Pecineaga 2, Mihai Viteazu (1 și 2)	Hârșova – Medgidia Sud – Constanța Nord	Tulcea						
P _{max.CEE}	260	<i>confidențial</i>	437	143	527	532	<i>confidențial</i>	280	cca. 2650
Zone	Dobrogea 110 kV			Lacu Sărat, Smârdan 110 kV	Tariverde	Stupina, Rahman	Băltăgești Gura Ialomiței	Moldova Banat	SEN
	97.4								
%	CEE Peștera, Chirnogeni, Cobadin, Pecineaga 2, Mihai Viteazu (1 și 2)	Hârșova – Medgidia Sud – Constanța Nord	Tulcea						
P _{max.CEE}	100	<i>confidențial</i>	100	100	100	100	<i>confidențial</i>	100	<i>confidențial</i>

6.2.3. Verificarea criteriului (N-1) în schema completă

Criteriul (N-1) se respectă în toate regimurile analizate, după aplicarea măsurilor preventive și postavarie. Regimurile analizate sunt prezentate mai jos:

Regim	Tip palier	Palier consum [MW]	Prod. in CEE [MW]	Prod. in CEF [MW]	Prod. in CECC Petrom Brazi [MW]	Prod. in CNE [MW]	Sold export [MW]
R1	VS aprilie	7500	2683 ↘ 2684	0	<i>confidențial</i>	1350	1000
R2	GS sărbătoare	4500	1500	0		1350	800
R3	VS V	7400	0	0		650	-2000
R4	VD V	7000	2683 ↘ 2650	2000		1350	1500
R5	VS V max (CEE=0)	8500	0	0		1350	-2500
R6	VD V sezonier	7000	500	1000		1350	-570

R4 este regim de bază.

Pe acest regim de vârf se efectuează calcule de stabilitate statică, stabilitate tranzitorie, managementul congestiilor. Este un regim semnificativ prin durata acoperită și are un palier de consum cu probabilitate mare de realizare. Producția în CEE este cea stabilă în urmă parcurgerii mai multor iterații, pornind de la valoarea inițială propusă prin temă (valoarea puterii instalate, mai precis puterea disponibilă netă) și ajungând la o valoare astfel încât:

- să poată fi acoperit palierul de consum cu producție;
- să se asigure serviciile tehnologice de sistem;
- să se respecte soldul propus;
- să fie respectat criteriul (N-1) în schemă completă.

6.2.4. Verificarea criteriului (N-1) în scheme cu retrageri

Mare parte din retragerile din exploatare ale echipamentelor din zona Dobrogea, dar și din axele către zonele limitrofe, atât către zona București, cât și către Moldova, cuprind în setul de condiționări de regim, măsuri de limitare (reducere) a producției CEE. Limitările (reducerile) pot fi postvarie sau preventive. Limitarea puterii produse în CEE s-a realizat pe principiul proporționalității. Pentru evitarea acestor limitări (reduceri) se recomandă retragerea acestor echipamente atunci când producția CEE permite acest lucru (este mai redusă).

În tabelul de mai jos, pentru regimul de baza R4 (palier vârf dimineață Vară) sunt prezentate echipamentele a căror retragere din exploatare necesită în afară de măsuri topologice și măsuri de limitare (reducere) preventivă a producției CEE.

Echipament retras din exploatare	Limitare preventivă (total reducere)	$P_{g\ CEE}$ / Excedent maxim al zonelor cu limitare preventivă
<i>confidențial</i>	<i>confidențial</i>	<i>confidențial</i>

6.3. Managementul congestiilor

confidențial

6.4. Condiționări de regim

Pe baza rezultatelor de calcul de regim permanent se propun următoarele condiționări de regim pentru perioada de vară 2026.

6.4.1. LEA 400 kV

confidențial

6.4.2. LEA 220 kV

confidențial

6.4.3. Unități de transformare 400/220 kV

confidențial

6.4.4. Unități de transformare 400/110 kV

confidențial

6.5. Capacitatea de racordare pentru noi unități de producție

6.5.1. Capacitatea totală de racordare pentru noi unități de producție de energie electrică care poate fi preluată de RET fără întăriri este de aproximativ 20800 MW.

6.5.2. Valorile capacităților de racordare determinate pentru fiecare zonă analizată pot fi influențate de următorii factori:

- Puterea consumată în zona analizată (creșterea consumului într-o zonă conduce la creșterea capacității de racordare pentru noi unități de producție);
- Locul de racordare pentru noile centralele electrice (concentrarea într-o anumită parte din rețea a cererilor de racordare poate conduce la limitarea posibilităților de racordare în zona respectivă);
- Evoluția puterii instalate în centrale noi dintr-o secțiune poate avea influență asupra capacității de racordare dintr-o altă secțiune alăturată;

- Dezvoltarea rețelei electrice de transport (realizarea de noi legături de evacuare dintr-o zonă, reconductorarea sau trecerea la 400 kV conduce la creșterea capacității de racordare).

6.5.3. Valorile capacităților de racordare prezentate nu se referă doar la RET. Acestea includ atât puterea generată de unitățile de producție care se pot racorda la RET, cât și excedentul zonelor RED 110 kV provenit din diferența dintre puterea generată și consumul din rețeaua electrică de distribuție.

6.5.4. Studiul pentru determinarea capacității de racordare s-a realizat luând în considerare:

- RET fără considerarea întăririlor de rețea prevăzute în Planul de dezvoltare;
- Centralele electrice puse în funcțiune și fără centralele electrice care au CR, ATR sau studii avizate (având în vedere incertitudinea în realizarea proiectelor);
- Posibilități de racordare repartizate relativ uniform în funcție de capacitatea rețelei electrice și nivelul de tensiune, pe toate zonele de rețea din fiecare secțiune analizată.

6.6. Concluzii privind stabilitatea statică

Se vor respecta puterile admisibile în secțiunile caracteristice ale SEN.

Pentru a crește puterile admisibile în secțiunile S1, S2 este reconductorarea axului LEA 220 kV Urechești – Târgu Jiu Nord – Paroșeni – Baru Mare – Hășdat.

Pentru a crește puterile admisibile în secțiunea S4 este necesară punerea în funcțiune a unui nou autotransformator 400/220 kV în stația Roșiori.

Pentru a crește puterea evacuată din zona Dobrogea și zonele adiacente produsă în CEE și implicit a puterii admisibile în secțiunea S6 este necesară realizarea LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș d.c. (1 c.e.), realizarea LEA 400 kV Stâlp – Brașov, trecerea la 400 kV a axului Brazi Vest – Teleajen – Stâlp și reorganizarea (radializarea) rețelei de 110 kV pentru o evacuare directă în rețeaua de 400 kV din zonă.

6.7. Concluzii privind stabilitatea tranzitorie

confidențial

6.8. Concluzii generale

În corelare cu rezultatele studiului „Planificarea operațională a funcționării SEN în vara 2026”, este necesară urgentarea realizării unor*) obiective investiționale incluse în Planul de Dezvoltare a RET 2026 – 2035:

- Punerea în funcțiune a LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș d.c. (1 c.e.);
- Trecerea la 400 kV a LEA 220 kV din axul Brazi Vest – Teleajen – Stâlp;
- Trecerea la 400 kV a LEA 220 kV din axul Reșița – Timișoara – Arad;
- Reconductorarea LEA 220 kV Fântânele – Ungheni;
- Reconductorarea LEA 220 kV din axul Urechești – Hășdat;
- Punerea în funcțiune a celui de-al doilea AT 400 MVA, 400/220 kV Roșiori;
- Punerea în funcțiune a celui de-al doilea AT 400 MVA, 400/220 kV Brazi Vest;
- Punerea în funcțiune a unei stații de injecție în centrul de consum al Municipiului București.

*) Studiul „Planificarea operațională a funcționării SEN în vara 2026” nu are ca obiectiv reluarea analizelor din studiile suport pentru elaborarea „Planului de Dezvoltare a RET pe 10 ani”. Obiectivul studiului „Planificarea operațională a funcționării SEN în vara 2026” se referă la planificarea operațională a funcționării SEN la nivel semestrial.