



Tel: 021 3035713; 021 3035613; Fax: + 40 21 3035 630

www.transelectrica.ro

CUPRINS

1. INTRODUCERE	4
2. BALANȚELE DE PUTERE	5
2.1. Consumuri înregistrate în ziua caracteristică din vara 2024	5
2.2. Consumuri înregistrate în vara 2024	6
2.4. Prognoza evoluției necesarului de energie electrică în vara 2025	11
2.5. Consumul intern brut mediu lunar prognozat pentru vara 2025	12
2.6. Capacități de producție	14
2.7. Variantele de balanță	15
2.8. Servicii de sistem (de echilibrare)	16
3. REGIMURI STAȚIONARE DE FUNCȚIONARE A SEN	17
3.1. Schema de calcul	18
3.2. Variante de regimuri analizate	21
3.3. Analiza regimurilor de funcționare în schema N	21
3.3.1. Prezentarea CEE modelate	22
3.3.2. Prezentarea CEF modelate	22
3.3.3. Schema cu N elemente în funcțiune	23
3.3.4. Analiza regimurilor de funcționare în scheme cu retrageri	41
3.3.5. Analiză comparativă între regimurile analizate	42
3.5. Capacități nete de schimb ale SEN (NTC)	44
3.5.1. Valori NTC sezoniere maxime negarantate	44
3.5.2. Valori NTC lunare/ sublunare ferme	46
3.6. Capacitatea disponibilă pentru comerțul transfrontalier în anul 2024	48
3.7. Capacitatea de racordare disponibilă pentru noi unități de producție	55
4. VERIFICAREA STABILITĂȚII STATICE	59
4.1. Secțiunea S1	60
4.2. Secțiunea S2	60
4.3. Secțiunea S3	61
4.4. Secțiunea S4	62
4.5. Secțiunea S5	64
4.6. Secțiunea S6	65
5. VERIFICAREA STABILITĂȚII TRANZITORII	67
5.1. Verificarea stabilității tranzitorii a zonei Cernavodă	67
5.2. Verificarea dinamică a traseului de restaurare confidențial	67
5.3. Evaluarea inerției SEN în contextul integrării surselor regenerabile	67
6. CONCLUZII ȘI PROPUNERI DE MĂSURI	67
6.1. Propuneri pentru schema normală de funcționare	67
6.2. Concluzii privind regimurile staționare	67
6.3. Managementul congestiilor	70
6.4. Condiționări de regim	70
6.5. Capacitatea de racordare pentru noi unități de producție	70
6.6. Concluzii privind stabilitatea statică	71
6.7. Concluzii privind stabilitatea tranzitorie	71
6.8. Concluzii generale	71

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
2.8.1	<i>confidențial</i>
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 2025
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>

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 2025 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. 694 / Data: 12.12.2024.

La elaborarea studiului s-a ținut cont de:

- Programul anual de retrageri echipamente din RET pentru anul 2025 (inclusiv linii de interconexiune);
- Programul anual de retrageri grupuri pentru anul 2025;
- 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-a considerat pentru perioada de vară o balanță de puteri cu o producție la vârf de 8400 MW, care acoperă un consum intern de 7400 MW la vârful mediu de sarcină și un sold de export de 1000 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. S-a considerat un palier nou de gol de zi produs de activitatea prosumatorilor și a CEF la orele de însoțire maximă.

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 dinamică a traseului de restaurare CHE Șugag – IS Câmpia Turzii – CEC Iernut;
- Evaluarea inerției SEN în contextul integrării surselor regenerabile.

2. BALANȚELE DE PUTERE

2.1. Consumuri înregistrate în ziua caracteristică din vara 2024

Înregistrarea valorilor consumului intern brut pentru palierele caracteristice de funcționare în vara 2024 s-a făcut în ziua de miercuri 17 iulie 2024 (pentru vârful de dimineață, vârful de seară și golul de noapte) și în noaptea de 21/22 iulie (pentru golul de sărbătoare).

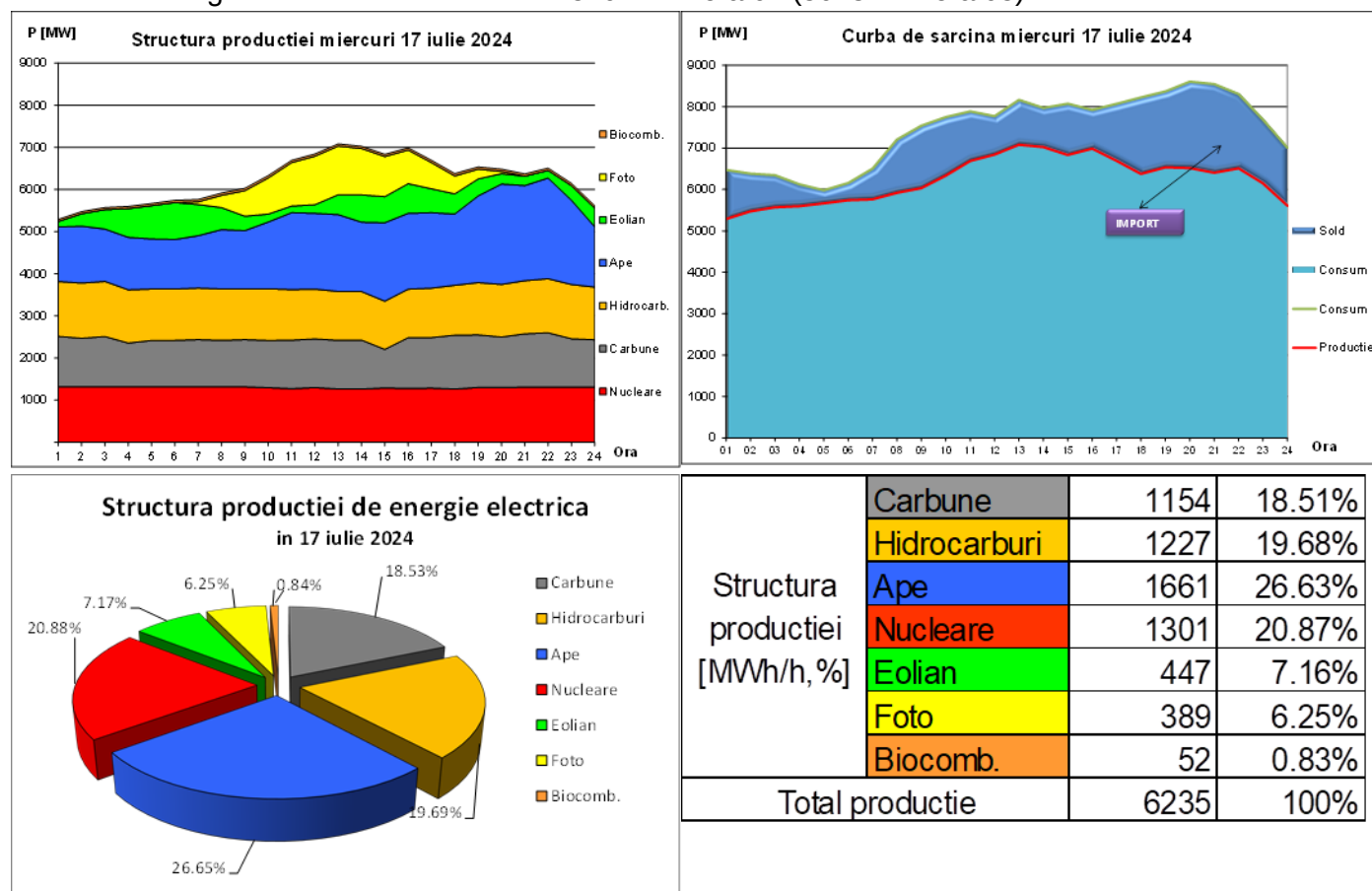
Valorile consumurilor înregistrate pe ansamblul SEN la palierele specifice în ziua caracteristică au fost:

17 iulie 2024

- vârful de dimineață: 8167 MW ora 13
- vârful de seară: 8607 MW ora 20
- golul de noapte: 6125 MW ora 04 (5982 MW ora 05)

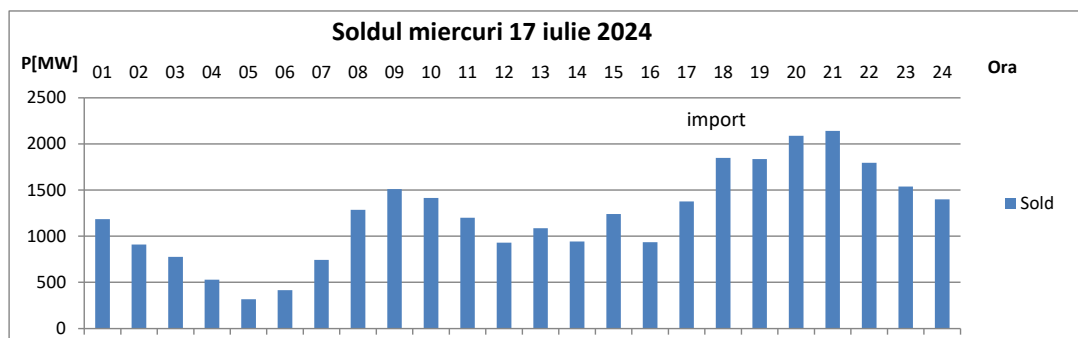
22 iulie 2024

- golul de sărbătoare: 5107 MW ora 04 (5073 MW ora 05) .



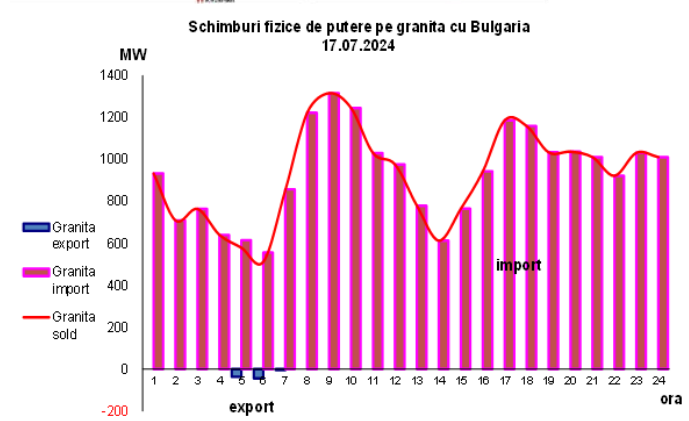
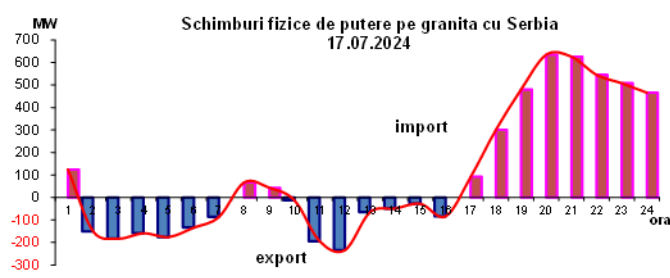
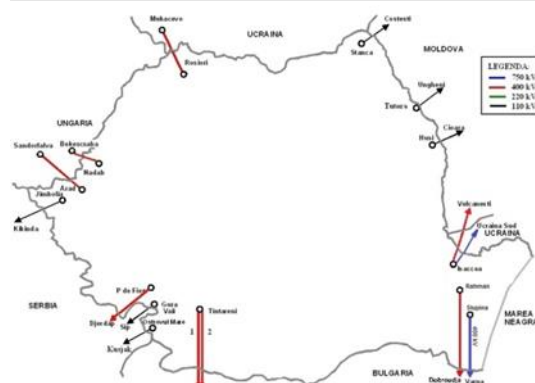
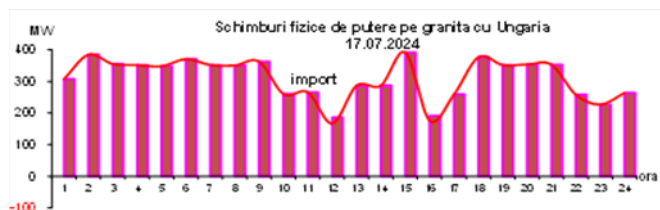
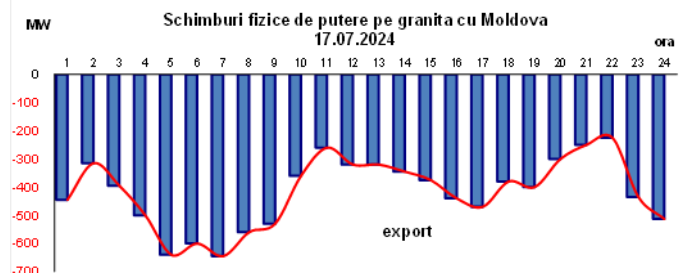
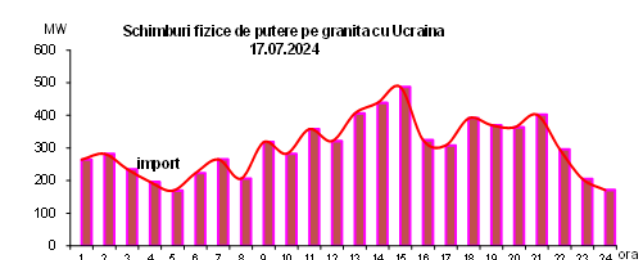
În data de 17 iulie 2024 producția în centralele eoliene a reprezentat 7,16% din energia electrică produsă în această zi, iar producția în centralele fotovoltaice a reprezentat 6,25% din energia electrică produsă în această zi. În intervalul orar 10 – 16 puterea medie orară produsă de centralele fotovoltaice a depășit valoarea de 1000 MW. Cea mai mare contribuție la acoperirea sarcinii au avut-o hidrocentralele 26,63%. În această zi puterea produsă fără emisii de CO₂ a reprezentat 61,74 % din producția zilei. 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.

Schimburi fizice pe granițe în ziua caracteristică de vară – 17 iulie 2024



2.2. Consumuri înregistrate în vara 2024

Caracterizare meteorologică

În ansamblul ei, vara 2024 a fost o vară călduroasă. În luna aprilie 2024, 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 12,4°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. Pe durata întregii luni temperaturile au

variat, alternând perioade de încălzire cu perioade reci cu brumă sau cu ploi/ninsoare cu descărcări electrice. Intensificări de vânt au fost în Dobrogea, Banat și la munte, uneori viscolând zăpada.

În luna mai vremea s-a încălzit în cea mai mare parte a țării, local semnificativ în sud, devenind deosebit de caldă în lunca Dunării și Bărăgan. Gradul de instabilitate atmosferică a fost accentuat pe toată durata lunii, în special în zona de munte unde au fost averse torențiale, frecvente descărcări electrice și intensificări ale vântului, vijelii, grindina. Temperatura maximă a lunii a fost de 31°C înregistrată în ziua de vineri 31 mai.

În luna iunie vremea a continuat să se încălzească și să fie presărată cu averse locale. Disconfortul termic a fost ridicat în sud și sud-vest, dar și local în restul țării, iar indicele temperatură-umezeală (ITU) a atins și a depășit pragul critic de 80 de unități în cea mai mare parte a lunii. Mai ales în cursul după-amiezilor și în prima parte a nopților, au fost perioade cu instabilitate atmosferică accentuată ce s-a manifestat prin înnorări, averse ce au avut și caracter torențial, descărcări electrice. Vântul a avut intensificări asociate averselor, cu rafale de vijelii, dar s-au înregistrat și căderi de grindină. Temperatura maximă s-a înregistrat în ziua de 20 iunie la Alexandria, Giurgiu, Urziceni și București-Filaret și a fost de 39°C. La mai multe stații meteorologice s-au înregistrat noi recorduri zilnice ale celor mai ridicate temperaturi minime din întreg șirul de observații, cât și ale celor mai ridicate temperaturi maxime din întreg șirul de observații pentru această lună.

Începând din 5 iulie vremea s-a încălzit și un val de caniculă a pus stăpânire pe aproape toată țară. 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 23,7°C, s-a situat pe primul loc în ierarhia celor mai ridicate temperaturi medii la nivel național începând din 1961 și până în prezent, la egalitate cu anul 2012.

Cantitățile totale de precipitații au fost mai mici decât cele normale, local în sudul și vestul țării, iar în rest, s-au încadrat, în general, în limite normale, sub formă de ploi de vară uneori însoțite de grindină și de rafale de vânt. Temperaturile maxime s-au ridicat la valoarea de 42°C în ziua de 16 iulie la București – Filaret și în ziua de 17 iulie la Cernavodă. În rețeaua stațiilor hidrometrice și a posturilor pluviometrice, cea mai mare cantitate totală de precipitații a fost de 199,7 l/mp la Voina, în județul Argeș. În zona de munte, cantitatea totală maximă de precipitații a fost de 209,9 l/mp la Iezer. Exceptând zonele de munte (Iezer, Căliman, Întorsura Buzăului și Semenic) regimul pluviometric a fost normal sau chiar deficitar.

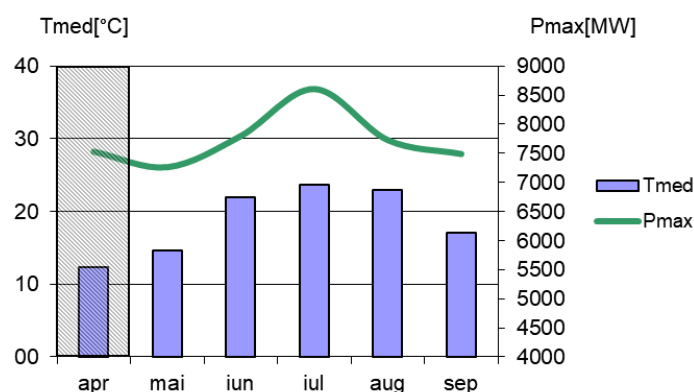
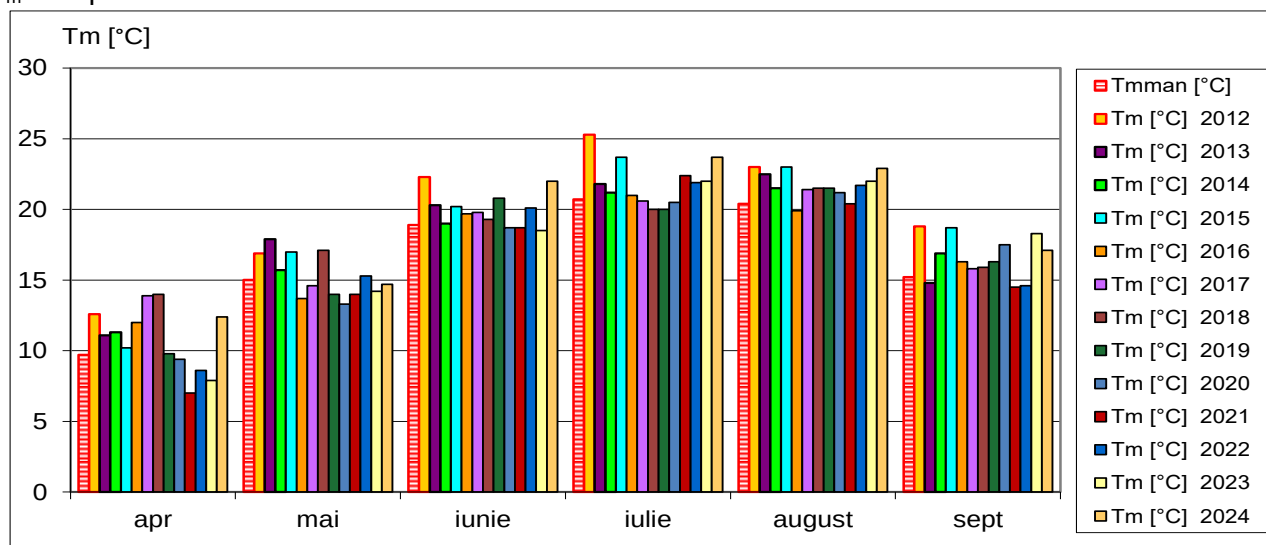
În luna august 2024, temperatura medie a aerului a avut valori cu mult mai ridicate decât cele normale pe întreg teritoriul țării. Astfel, temperatura medie la nivel național, de 22,9°C, s-a situat pe primul loc în ierarhia celor mai ridicate temperaturi medii la nivel național începând din 1961 și până în prezent. Precipitațiile au fost apropiate de valorile medii ale lunii, dar izolat au fost vijelii și a căzut grindină. În ziua de 30 august s-au acumulat până la 235 l/mp la Mangalia. Indicele temperatură-umezeală (ITU) a atins și depășit pragul critic de 80 de unități. Temperatura maximă a lunii august a fost de 41°C în ziua de 13 august la Moldova Veche, Calafat și Zimnicea și în ziua de 14 august la Turnu Măgurele și Zimnicea.

În luna septembrie 2024, temperatura medie la nivel național a fost de 17,1°C, peste media multianuală care este de 15,2 °C, dar mai mică decât valoarea din septembrie 2023 (18,3 °C). Vremea a fost variabilă, cu alternări de perioade calde și reci, iar pe crestele munților trecători au fost și precipitații sub formă de lapoviță și ninsoare. Cantitățile cele mai mari de precipitații s-au înregistrat în județele Galați, Vaslui și Bacău. Temperatura maximă a lunii 37°C s-a înregistrat în ziua de 3 septembrie la Moldova Nouă și București-Filaret. Temperatura medie a maximelor a fost de 33,4°C.

Luna	Tmman [°C]	Tm [°C] 2012	Tm [°C] 2013	Tm [°C] 2014	Tm [°C] 2015	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
apr	9.7	12.6	11.1	11.3	10.2	12.0	13.9	14.0	9.8	9.4	7	8.6	7.9	12.4
mai	15	16.9	17.9	15.7	17.0	13.7	14.6	17.1	14.0	13.3	14	15.3	14.2	14.7
iunie	18.9	22.3	20.3	19	20.2	19.7	19.8	19.3	20.8	18.7	18.7	20.1	18.5	22
iulie	20.7	25.3	21.8	21.2	23.7	21.0	20.6	20.0	20.0	20.5	22.4	21.9	22.0	23.7
august	20.4	23.0	22.5	21.5	23.0	19.9	21.4	21.5	21.5	21.2	20.4	21.7	22.0	22.9
sept	15.2	18.8	14.8	16.9	18.7	16.3	15.8	15.9	16.3	17.5	14.5	14.6	18.3	17.1

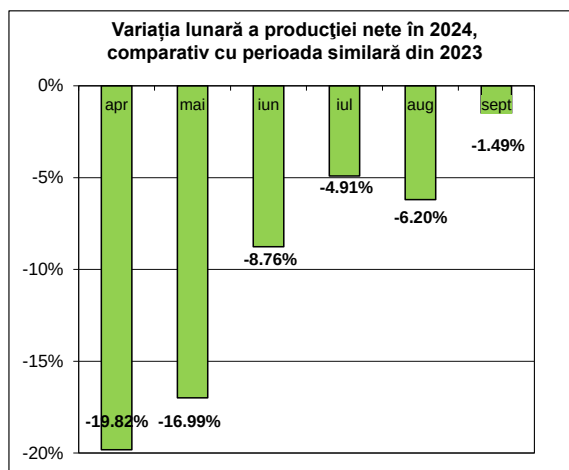
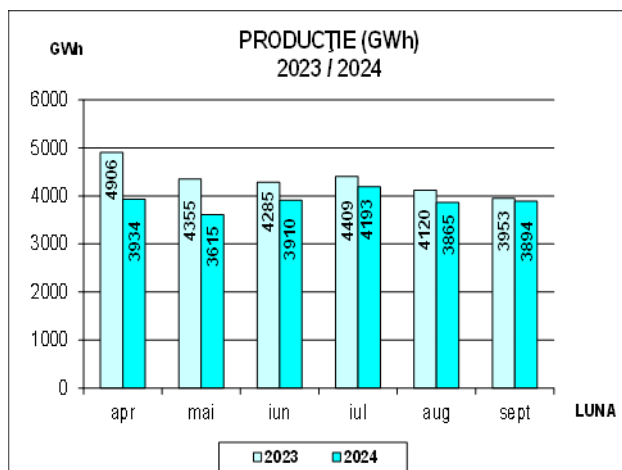
Tm- temperatura medie lunară

Tm_m- temp. medie lunara multianuală



Luna	Tmed	Pmax
apr	12.4	7530
mai	14.7	7263
iun	22.0	7799
iul	23.7	8607
aug	22.9	7729
sep	17.1	7489

În ceea ce privește variația consumului, în luna aprilie 2024 s-au înregistrat valori neobișnuit de crescute ale temperaturii. Acest fenomen a produs reducerea consumului electric cu 19,82% comparativ cu sezonul omolog precedent. În luna mai, vremea a continuat să se încălzească și s-a produs și o perioadă de oprire a activităților economice pe perioada Sărbătorilor Pascale ceea ce a avut ca efect reducerea consumului net de energie electrică cu aproape 17% față de sezonul omolog precedent. Cele mai mici scăderi s-au înregistrat în luna septembrie de aproximativ 1,5%, menținându-se la valori specifice unor luni cu temperaturi comparabile. În luna iulie, deși s-a înregistrat consumul instantaneu maxim al perioadei analizate, producția netă lunară a avut o scădere de 4,91% față de sezonul omolog precedent.



Tabelul 2.2.1 Consumuri înregistrate în vara 2024

[MW]

Realiz. 2024	VD-max/ ora		VD-med/ ora		VS-max/ ora		VS-med/ ora		GS-min/ ora		GS-med/ ora	
Aprilie	7331	11	6527	9	7530	20	7216	21	4540	3	4714	3
Mai	7059	10	6246	9	7263	21	6945	21	3996	2	4502	3
Iunie	7045	9	6522	9	7799	20	7311	20	4602	2	4891	4
Iulie	7888	11	6903	11	8607	20	7651	21	4969	5	5097	5
August	7022	9	6307	9	7729	21	7341	21	4365	11	4791	4
Septembrie	7091	9	6337	9	7489	21	7113	20	4412	2	4565	2
Val.medie	7239		6474		7736		7263		4481		4760	

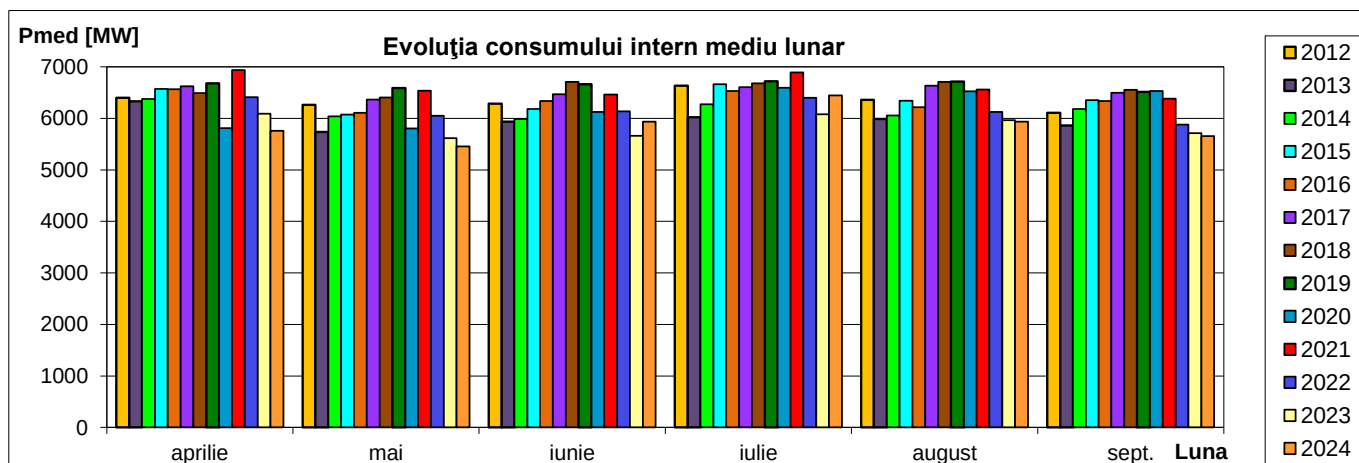
unde: VD-Vârf de dimineață,
VS-Vârf de seară,
GS-Gol de noapte de sărbătoare,
GN-Gol de noapte pentru zi lucrătoare.

În luna iulie, s-au înregistrat valoarea maximă a consumului (medie orară) care a depășit valoarea de 8000 MW și a fost de 8622 MW valoare instantanee înregistrată miercuri 17 iulie la ora 20:07, iar valoarea minimă a consumului, care a scăzut sub 3000 MW în intervalul orar 12:30-15:30 și a fost de 2843 MW valoare instantanee înregistrată în Duminica Paștelui 5 mai 2024 la ora 14:06.

La data de 1.11.2024 puterea instalată a prosumatorilor racordați în rețeaua de distribuție depășea 2200 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.

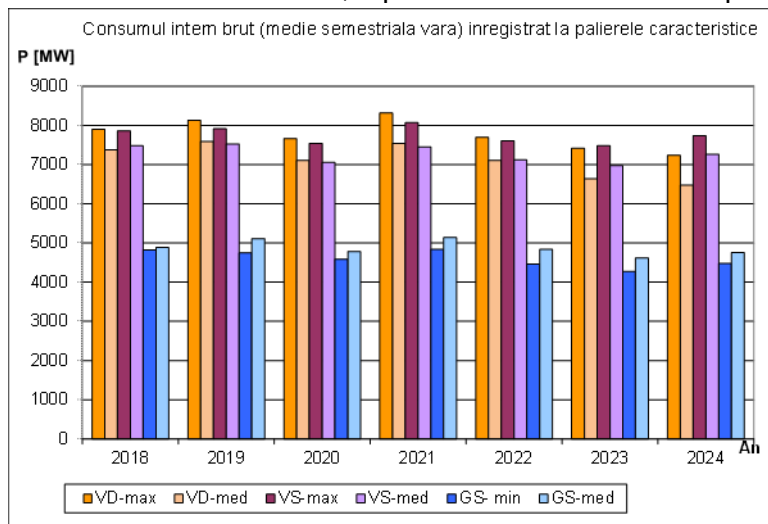
Evoluția valorilor consumului mediu lunar din cele 6 luni considerate de vară din perioada 2024 este reprezentată în graficul de mai jos:

	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024
aprilie	6398	6332	6381	6572	6567	6626	6493	6681	5813	6940	6414	6094	5760
mai	6265	5735	6038	6073	6110	6365	6409	6589	5808	6536	6052	5614	5456
iunie	6287	5940	5988	6181	6340	6471	6710	6664	6128	6464	6138	5660	5938
iulie	6635	6024	6273	6665	6535	6605	6679	6719	6598	6893	6403	6079	6449
august	6359	5987	6059	6341	6219	6637	6710	6715	6528	6560	6128	5966	5940
sept.	6110	5863	6181	6356	6340	6496	6554	6515	6532	6381	5878	5717	5659



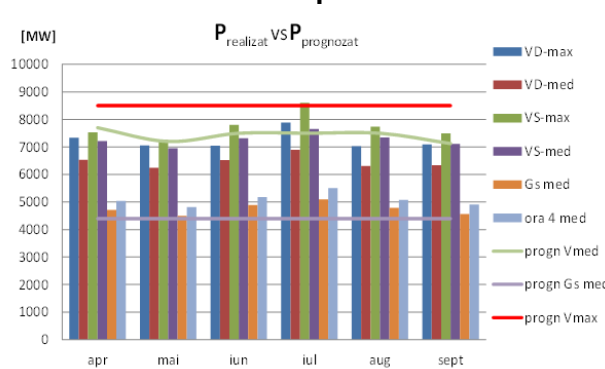
În tabelul și graficul următor este reprezentată variația consumului intern brut (medie semestrială) considerat pentru zilele lucrătoare înregistrat la palierele caracteristice. Se observă că în ultimul an raportul între consumul la vârful de dimineață și cel de seară s-a inversat.

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.



anul	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

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



Abaterea prognozei este pozitivă pentru palierul de vârf de sarcină și negativă pentru cel de gol de sarcină, deci este acoperitoare. Excepție face luna iulie când s-au înregistrat consumuri deosebit de mari la vârful de seară, înregistrate în condițiile unei temperaturi medii lunare record.

2.3. Valori de capacități nete de transfer

În graficele de mai jos sunt reprezentate pentru cele 6 luni din semestrul de vară a anului 2024:

- 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);
- soldul orar SEN înregistrat în intervalul de timp vara 2024 analizat (fig. 2.3.2).

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

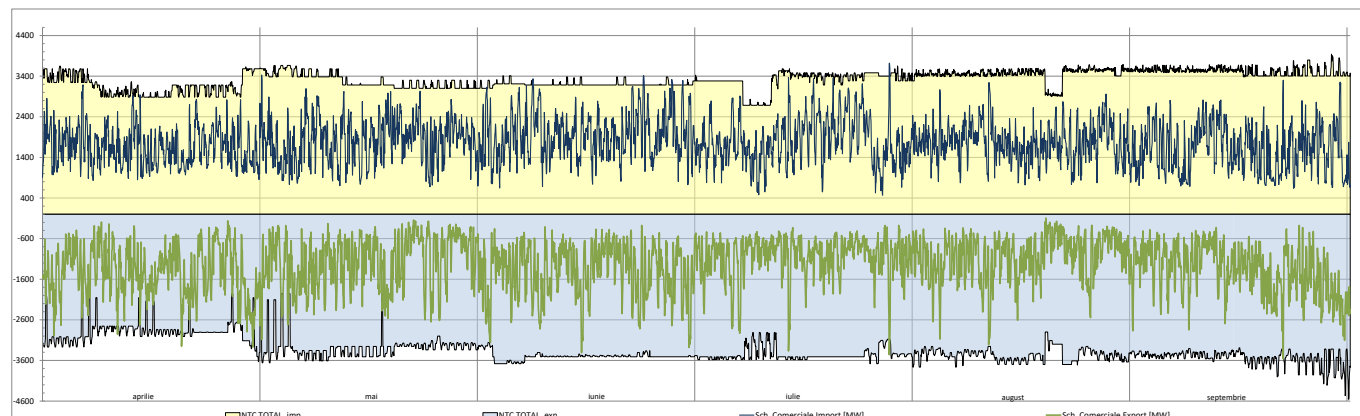
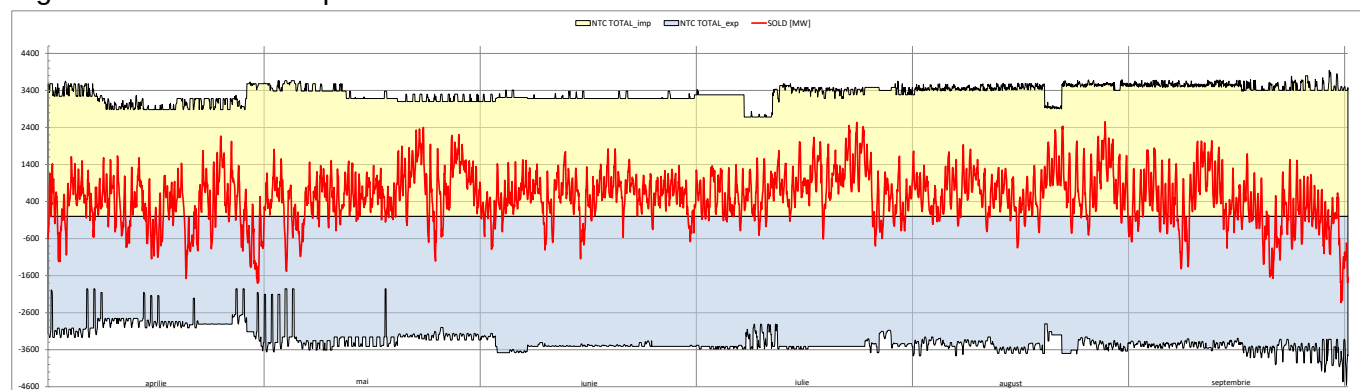


Fig. 2.3.2 Soldul orar al perioadei



Rezultatul soldării graficelor de schimb se încadrează în valorile NTC.

2.4. Prognoza evoluției necesarului de energie electrică în vara 2025

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.

Deși ritmul recuperării economice s-a mai atenuat în ultimul an, Produsul Intern Brut înregistrând o creștere de 0,9% în 2024, față de 2,4%, în 2023 și 4,0% în 2022, economia națională se menține, conform previziunilor oficiale, pe o traiectorie pozitivă și în 2025. Astfel, Comisia Națională de Strategie și Prognoză ia în calcul pentru 2025 o dinamică economică de 2,5%, aceeași cu cea a Comisiei Europene.

Pe zona de consum de energie electrică însă, după creșterea de 4,5% în 2021, anii următori au înregistrat o scădere dramatică a consumului intern brut, de 7,4% în 2022 și 4,8% în 2023, în contextul majorărilor de prețuri la energie, cu efect nefavorabil, atât asupra populației, cât și a industriei, în

principal în sectoarele energo-intensive, trendul pozitiv reluându-se în anul 2024, când s-a înregistrat o creștere de 3,5%.

Deși luna ianuarie a înregistrat o scădere a consumului intern brut de energie electrică de cca. 2%, față de aceeași lună din 2024, urmată de o creștere de peste 6% în luna februarie, pe termen mediu însă, ținând cont de efectul combinat al variabilelor ce influențează cererea de energie 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), se estimează că perioada de vară aprilie – septembrie 2025 va avea o cerere de energie electrică cvasi constantă față de aceeași perioadă din vara 2024.

Menționăm că evaluarea contribuției vehiculelor electrice la cererea de energie electrică anuală și orară (la vârf) depinde de o serie de informații detaliate, 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 63000 în anul 2025.

În sens opus, creșterea numărului de prosumatori, a căror capacitate totală se estimează că va depăși 2800 de MW până la finele anului 2025, 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 2025, reprezentat în Tabelul 2.1.2.1 și grafic în Figura 2.1.2.1, 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 2025. Scenariul de referință modelat se încadrează în limitele de variație descrise de cele 36 de scenarii climatice diferite reprezentate în PECD.

**Tabel 2.1.2.1 Evoluția necesarului de energie electrică în vara anului 2025
Scenariul de referință**

		Aprilie	Mai	Iunie	Iulie	August	Septembrie
Consum intern brut	TWh	4,4	4,5	4,4	4,8	4,5	4,2
Puteri de gol	MW	4015	4379	4152	4537	4407	4137
Puteri de vârf	MW	7816	7359	7590	8115	7659	7318

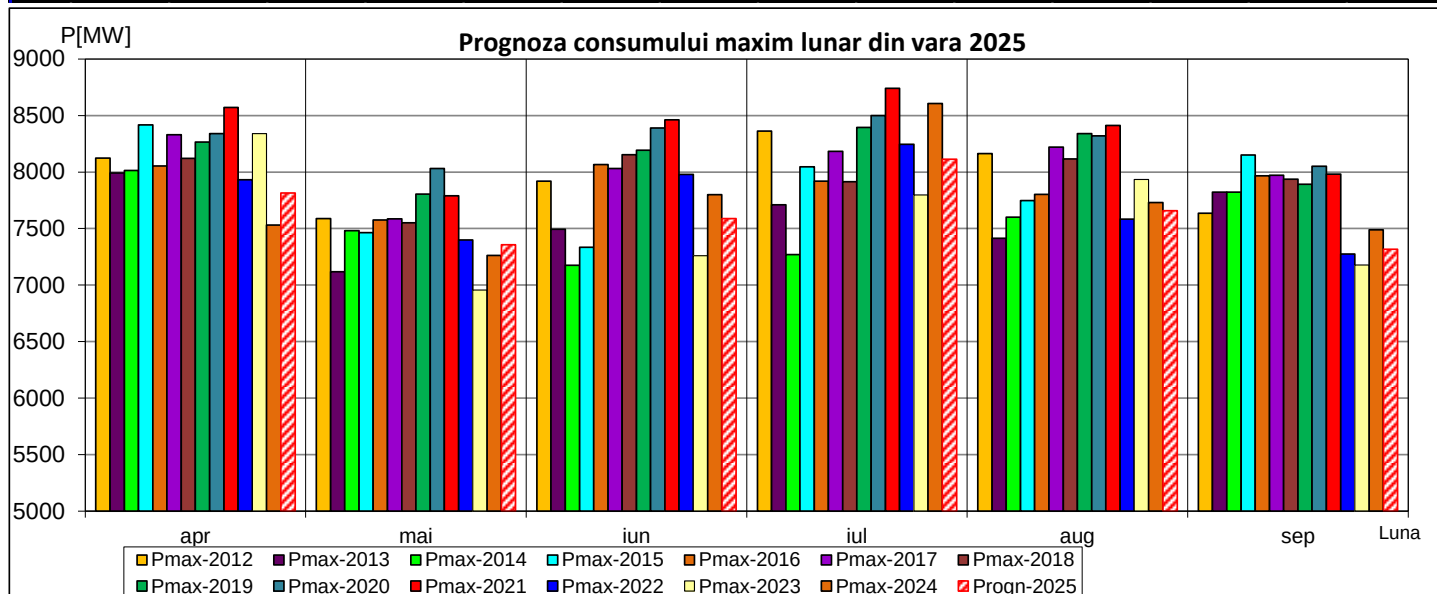
**Figura 2.1.2.1 Evoluția consumului intern brut - valori minime, maxime și total lunar
Scenariul de referință – vara 2025**

2.5. Consumul intern brut mediu lunar prognozat pentru vara 2025

Pentru stabilirea unui consum brut mediu pentru vara 2025 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 2025 sunt:

Luna	Pmax-2012	Pmax-2013	Pmax-2014	Pmax-2015	Pmax-2016	Pmax-2017	Pmax-2018	Pmax-2019	Pmax-2020	Pmax-2021	Pmax-2022	Pmax-2023	Pmax-2024	Progn-2025
apr	8122	7992	8014	8416	8054	8329	8120	8265	8340	8572	7932	8339	7530	7816
mai	7589	7119	7481	7463	7576	7586	7551	7804	8030	7791	7399	6957	7263	7359
iun	7919	7494	7176	7334	8065	8031	8152	8194	8390	8462	7980	7259	7799	7590
iul	8363	7711	7271	8046	7920	8184	7915	8395	8500	8739	8245	7798	8607	8115
aug	8164	7415	7601	7748	7802	8219	8116	8340	8320	8411	7584	7933	7729	7659
sep	7636	7821	7822	8150	7966	7972	7936	7893	8050	7982	7276	7179	7489	7318



Pornind de la valorile consumului maxim prognozate și utilizând coeficienți de curbă de sarcină 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 7 balanțe de producție considerând soldul corespunzător perioadei.

Tabelul 2.5.

[MW]

Codif. balanta	Productie SEN (MW)	Consum SEN (MW)	Perioada din anul 2024	Palier de consum	Productie			Sold export (MW)
					RES (MW)		CNE	
					CEE	CEF	(MW)	
B1	8400	7400	aprilie	VS	maxim admisibil	0	1400	1000
B2	5300	4500	aprilie-mai	GS	maxim admisibil	0	1400	800
B3	5200	7200	mai-iunie	VS	0	0	700	-2000
B4	8000	7000	iul-sep	VD	maxim admisibil	1200	1400	1000
B5	6000	8500	iul-sep	VS	0	0	1400	-2500
B6	7415	7200	iul-sep	VD	500	1000	1400	215
B7	6400	6000	iul-sep	GZ	0	1200	1400	400

În consumul prognozat sunt cuprinse și consumurile serviciilor proprii ale centralelor (între 295 MW și 360 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 2024 și care sunt estimate că vor fi disponibile pentru vara 2024 conform datelor primite de la departamentul RAF, obținute în baza informațiilor transmise de către producătorii de energie electrică, este prezentată în **tabelul 2.6**.

	Pi MW	Pnetă MW	Rpp MW	Pd MW
TOTAL SEN	19016	17279	1105	17954
<i>Total cărbune</i>	2762	2162	331	2432
din care C.E.Oltenia - lignit	1965	1395	331	1547
din care CEH SE Paroșeni - ulei	150	130	0	150
<i>Total hidrocarburi</i>	2714	2186	374	2351
<i>Total apă</i>	6682	6359	268	6427
<i>Total nucleară</i>	1413	1300	0	1413
<i>Total eoliană</i>	3095	3035	34	3069
<i>Total solară</i>	2211	2109	93	2128
<i>Total biomasă și biogaz</i>	139	127	5	134
<i>Total geotermală</i>	0.05	0.00	0.05	0.00

unde Pi = Putere instalată,
Pnetă = Puterea netă,
Pd = Putere disponibilă,
Rpp = Reducerile permanente de putere.

Puterea instalată aferentă prosumatorilor racordați la rețelele electrice ale operatorilor de distribuție, defalcat pe operatori de distribuție la data de 01.12.2024 este prezentată în tabelul nr. 2.

Tabelul nr. 2

Operator de distribuție a energiei electrice	Prosumatori	Pi
	Nr.	[MW]
ALLIANSO PARK MANAGEMENT	2	1.61
DELGAZ GRID	26712	312.54
DISTRIBUTIE ENERGIE OLTENIA	33891	383.77
E-DISTRIBUTIE MUNTENIA SA	21386	312.22
E-DISTRIBUTIE BANAT	21901	259.10
E-DISTRIBUTIE DOBROGEA	13331	153.87
OMV PETROM	25	0.59
DEER MUNTENIA NORD	21544	254.22
DEER TRANSILVANIA NORD SA	28303	350.18
DEER TRANSILVANIA SUD	27788	301.93
TETAROM	20	6.92
Total	194903	2337

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 2025 pentru grupurile termo,
- Programul anual de retrageri grupuri pentru anul 2025 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 repartitie 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)	fotovolt. (MW)	biomasă (MW)	Termocentrale		CNE	Hidro	
							Cărb	Hidrocar			
B1	8400	7400	VS	2889	0	50	710	352	1400	2769	1000
B2	5300	4500	GS	1500	0	40	650	315	1400	1175	800
B3	5200	7200	VS	0	0	50	660	915	700	2655	-2000
B4	8000	7000	VD	2915	1200	50	520	530	1400	1164	1000
B5	6000	8500	VS max	0	0	50	920	880	1400	2530	-2500
B6	7415	7200	MS	500	1000	22	948	1195	1400	2130	215
B7	6400	6000	GZV	0	1200	50	915	875	1400	1740	400

Balanța 1 este dedicată analizei comportamentului sistemului în luna aprilie 2025 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 *confidențial*. 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 1000 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. 7200 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 agreeat cu partenerii de interconexiune de 215 MW export.

Balanța 7 propune un palier de consum de gol de zi la orele prânzului când producția în CEF este maximă, inclusiv producția prosumatorilor ce are ca efect reducerea consumului ce trebuie acoperit. Soldul prognozat este de 400 MW export.

În anexele 2.7.1, 2.7.2, 2.7.3 sunt prezentate producțiile în centrale în cele 7 variante de balanță analizate la funcționarea SEN în vara 2025.

2.8. Servicii de sistem (de echilibrare)

confidențial

3. REGIMURI STAȚIONARE DE FUNCȚIONARE A SEN

Acest capitol are ca scop analiza regimurilor staționare de funcționare a SEN în perioada 01.04.2025 – 30.09.2025.

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 furnizat de grupa de lucru NM&FT, corespunzător zilei de 16.07.2025, ora 10:30 CET, iar pentru palierul de gol de sarcină s-a pornit de la modelul comun de rețea corespunzător zilei de 16.04.2025, 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.

Linii 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 2025 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 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.

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;
- debucularea 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, 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 2025 (PAR 2025), 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 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 succesive.

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.

Stația veche 400 kV Smârdan va fi retrasă definitiv din exploatare. Stația nouă 400 kV va avea două diametre.

Este în funcțiune LEA 400 kV Lacu Sarat - Gutinaș - derivație Smârdan provizorat.

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

- S-au modelat suplimentar față de iarna 2024 – 2025 CEF **Gemenele** (9 MW) și CEF **Vulturu** (9.75 MW);

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

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

DET București:

- Stația 110 kV **Băltăgești**, racordată intrare – ieșire în LEA 110 kV Gura Ialomiței – Basarabi este echipată cu TC-uri cu $I_n=800$ A. S-a considerat în cadrul analizelor $I_{adm\ 30^\circ C}=485$ 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 mm^2), 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 este finalizată, Trafo 1 și 2 – 250 MVA, 400/110 kV în funcțiune, cu CT 110 kV Medgidia Sud conectată (lucrările în stația 110 kV sunt în desfășurare). Liniile de interconexiune din Dobrogea cu Bulgaria sunt LEA 400 kV Medgidia Sud – Dobrudja și LEA 400 kV Medgidia Sud – Varna;

- Stația **Brazi Vest**

AT3 400 MVA, 400/220 kV este considerat indisponibil, până la remedierea unor neconformități constatate la trecerile izolante 220 kV. Măsurile de regim aplicate sunt cele stabilite de DEN, anume: în stația Bradu se aduce în funcțiune AT 3 – 400 MVA, în stația Chitila se aduce în funcțiune LEA 110 kV Potlogi, în statia Arcuda se aduce în funcțiune LEA 110 kV Titu, în stația Pogoanele se aduce în funcțiune LEA 110 kV Jugureanu, în stația Râmnicu Sărat se aduce în funcțiune LEA 110 kV Costieni, în

stația Urziceni se aduce în funcțiune LEA 110 kV Ciorani, în stația Doftana se aduce în funcțiune CT 110 kV, în stația Valea Largă se aduce în funcțiune CT 110 kV;

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

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

- Se funcționează cu:

- LEA 110 kV Hârșova – Topolog – derivație Cișmeaua Nouă deconectată;

- LEA 110 kV Baia – Mihai Viteazu – derivație Fântânele deconectată;

- LEA 110 kV Stejaru – Mihai Viteazu deconectată.

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

- S-au modelat suplimentar față de iarna 2024 – 2025 CEF **Alexandria 1** (9,9 MW), CEF **Trivalea Moșteni 1,2,3** (19 MW), CEF **Mereni** (9 MW), CEF **Scurtu Mare** (44 MW), CEF **Gălbiori 3** (5 MW) și CEF **Ileana** (26 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);

- Stația **Arefu**: s-a pus în funcțiune nivelul de 400 kV în stația Arefu. Prin secționarea LEA 400 kV Țânțăreni – Sibiu Sud, au fost puse în funcțiune LEA 400 kV Arefu – Țânțăreni și LEA 400 kV Arefu – Sibiu Sud. A fost pus în funcțiune AT 400 MVA, 400/220 kV Arefu. În urma unei analize și la propunerea DET Craiova, s-au considerat LEA 110 kV Argeș Sud – Jiblea, Valea Danului – Cornetu – derivație Gura Lotrului în rezervă;

Retechnologizarea stației 220 kV este finalizată încă din sezonul precedent, ambele unități de transformare fiind disponibile.

- Bobinele de compensare din stațiile 400 kV **Brad**, **Urechești**, **Țânțăreni** sunt disponibile;

- S-au modelat suplimentar față de iarna 2024 – 2025 CEF **Izvoru Bârzii** (13 MW), CEF **Cojani 2** (13.8 MW), CEF **Topoloveni Argeș** (13 MW), CEF **Filiași 1, 2** (17 MW), CEF **Iancu Jianu 1, 2** (19 MW).

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**:

Lucrările de re tehnologizare a stației la nivelul de tensiune 220 kV sunt finalizate. Sunt în funcțiune (pe o celulă mobilă racordată la bara 1 – 220 kV) provizoriul LEA 220 kV Reșița – Iaz circ. 2. LEA 220 kV Reșița – Iaz circ. 1 este retrasă din exploatare. LEA 220 kV Timișoara circ. 1 și circ. 2 în funcțiune pe celulele Iaz circ. 2, respectiv circ. 1 re tehnologizate;

Este realizată stația 400 kV Reșița cu următoarele elemente: LEA 400 kV Porțile de Fier – Reșița, LEA 400 kV Reșița – Pancevo circ. 1 și circ. 2, AT 3 – 400 MVA, 400/220 kV Reșița, Trafo 1 – 250 MVA, 400/110 kV, BC 400 kV Reșița. Conform propunerii DET Timișoara, se consideră menținerea în funcțiune a Trafo 250 MVA la B2 – 400 kV și AT1 – 200 MVA, 220/110 kV în rezervă caldă;

- **RTh Baru Mare:**

Lucrările de re tehnologizare a stației la nivelul de tensiune 220 kV sunt finalizate. AT1 200 MVA Baru Mare nou este în funcțiune. Se desființează LEA 220 kV Paroșeni – Hășdat provizoriu. Este finalizată re tehnologizarea stației 110 kV și desființate toate provizoriile realizate în ultima etapă a re tehnologizării.

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 debuclet de zona 110 kV Hășdat – Peștiș – Mintia.

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

În Petrila CT 110 kV deconectată și LEA 110 kV Baru Mare circ. 2 deconectată în Paroșeni;

- S-au modelat suplimentar față de iarna 2024 – 2025 CEM **Carani** (49 MW), CEF **Sânmartin 2** (83 MW), CEF **Moșnița Nouă** (48.8 MW), CEF **Horia 1** (31.8 MW);

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

DET Cluj:

- În schema de calcul, topologia secțiunii S4 se menține cu debuclet în RED 110 kV. LEA 110 kV Lechința – Deda se menține conectată ca în schema normală din sezonul de iarnă 2024 – 2025;

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

- Recondiționarea cu conductor de capacitate mărită a **LEA 220 kV Stejaru – Gheorgheni** și **LEA 220 kV Gheorgheni – Fântânele** este finalizată;

- S-a modelat suplimentar față de iarna 2024 – 2025 **CEF Glodeni 2** (50 MW);

- Ambele unități de transformare 200 MVA, 220/110 kV **Alba Iulia** sunt în funcțiune. CT 110 kV Alba Iulia este deconectată, zona 110 kV **Câmpia Turzii** va funcționa debuclet de zona 110 kV Alba Iulia (CL 110 kV Ocna Mureș și LEA 110 kV Câmpia Turzii – Aiud deconectate). Se menține în stația **Cluj Florești** o singură unitate de transformare în funcțiune și CT 110 kV conectată; Zona RED 110 kV Sibiu este debucletă de zonele 110 kV Brașov și 110 kV Alba Iulia prin aducerea în rezervă a LEA 110 kV Făgăraș – Hoghiz și LEA 110 kV Petrești – Miercurea Sibiului. Schema de funcționare în stația 110 kV Sibiu Sud este cu CL 110 kV Sibiu Sud conectată și cu următoarea distribuție:

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

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

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

Retragerile din exploatare de durată mai scurtă decât cele menționate mai sus sunt analizate la capitelele 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 și CEF 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 7 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. în CEE [MW]	Prod. în CEF [MW]	Prod. în CECC Petrom Brazi [MW]	Prod. în CNE [MW]	Sold export [MW]
R1	VS P	7400	**) 2982 ↘ 2889	0	<i>confidențial</i>	1400	1000
R2	GS P	4500	1500	0		1400	800
R3	VS P	7200	0	0		700	-2000
R4*)	VD V	7000	**) 2982 ↘ 2915	1200		1400	1000
R5	VS V max (CEE=0)	8500	0	0		1400	-2500
R6	VD V sezonier	7200	500	1000		1400	215
R7	GZ V	6000	0	1200		1400	400

*) 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 dispecerizabile cu o putere instalată mai mare sau egală cu 5 MW aflate în exploatare la data de 01.02.2025. 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 dispecerizabile 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 Sărat, 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 01.02.2025, fiind aproximativ 55 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 CEF modelate, DET-ul în care se află, stația în care a fost modelată ca fiind racordată CEF respectiv și puterea disponibilă netă la 01.02.2025. 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, R6, R7 cu producție de 1200 MW, 1000 MW și respectiv 1200 MW

Tabelul 3.3.

DET	Pd. netă modelată [MW]
1	136
2	672
3	421
4	266
5	585
Total SEN	cca. 2080

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 1000 MW, bandă primară de variație a puterii reactive pentru generatoarele modelate la borne, producție CEE redusă de la cca. 2982 MW la cca. 2915 MW, cu producție în CEF de 1200 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	136
L 220 kV	București Sud	-	Fundeni, circ.2	136
L 220 kV	Porțile de Fier	-	Reșița, circ.1	97
L 220 kV	Porțile de Fier	-	Reșița, circ.2	97
L 220 kV	Reșița	-	Timișoara, circ.1	97
L 220 kV	Reșița	-	Timișoara, circ.2	97
L 220 kV	Lacu Sărat	-	Filești	93
L 220 kV	Filești	-	Barboși	88

L 220 kV	Urechești	-	Târgu Jiu	82
L 220 kV	Târgu Jiu	-	Paroșeni	82
L 220 kV	Brazi Vest	-	Fundeni, circ.1	79
L 220 kV	Brazi Vest	-	Fundeni, circ.2	79
L 220 kV	Dumbrava	-	Stejaru	74
L 220 kV	Rătești	-	Târgoviște	72
L 220 kV	Barboși	-	Focșani Vest	71
L 220 kV	Gutinaș	-	Dumbrava	69
L 220 kV	Cetate	-	Porțile de Fier, circ.1	66
L 220 kV	Cetate	-	Porțile de Fier, circ.2	66
L 220 kV	Paroșeni	-	Baru Mare	64
L 220 kV	Mintia	-	Alba Iulia	61

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	716
L 400 kV	Medgidia Sud	-	Dobrudja	659
L 400 kV	Medgidia Sud	-	Varna	656
L 400 kV	Cernavodă	-	Medgidia Sud	578
L 400 kV	Gura Ialomiței	-	București Sud	492
L 400 kV	Cernavodă	-	Pelicanu	452
L 400 kV	Smârdan	-	Gutinaș	423
L 400 kV	Isaccea	-	Smârdan, circ.2	355
L 400 kV	Pelicanu	-	București Sud	348
L 400 kV	București Sud	-	Domnești	315
L 400 kV	Constanța Nord	-	Cernavodă	308
L 400 kV	Tariverde	-	Tulcea Vest	307
L 400 kV	Mukacevo	-	Roșiori	290
L 400 kV	Tariverde	-	Constanța Nord	277
L 400 kV	Stupina	-	Medgidia Sud	271
L 400 kV	Isaccea	-	Vulcănești	247
L 400 kV	Porțile de Fier	-	Urechești	227
L 400 kV	Porțile de Fier	-	Slatina	224
L 400 kV	Isaccea	-	Lacu Sărat	222
L 400 kV	Cernavodă	-	Gura Ialomiței, circ.3	211
L 400 kV	Rahmanu	-	Medgidia	206
L 400 kV	Gutinaș	-	Brașov	154
L 400 kV	Urechești	-	Țânțăreni	177
L 400 kV	Porțile de Fier	-	Reșița	170
L 400 kV	Djerdap	-	Porțile de Fier	161
L 400 kV	Cernavodă	-	Gura Ialomiței, circ.2	160
L 400 kV	Cernavodă	-	Gura Ialomiței, circ.1	155

L 400 kV	Gutinaș	-	Brașov	154
L 400 kV	Gutinaș	-	Bacău Sud	145
L 400 kV	Bacău Sud	-	Roman Nord	135
L 400 kV	Bekescsaba	-	Nădab	133
L 400 kV	Făcăieni	-	Gura Ialomiței	130
L 400 kV	Țânțăreni	-	Brad	128
L 400 kV	Lacu Sărat	-	Smârdan	126
L 400 kV	Urechești	-	Domnești	121
L 400 kV	Sandorfalva	-	Arad	110

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

În cazul primelor 7 linii de 400 kV se depășește puterea naturală (de cca. 400 MW). Au fost marcate distinct liniile de interconexiune.

În cazul liniilor de 220 kV se depășește puterea naturală (de cca. 150 MW).

Circulațiile de putere în RET în schemă completă pentru toate regimurile analizate sunt prezentate în **anexele 3.3**.

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: **confidențial**

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.

- **confidențial**: sunt prezentate tensiunile rezultate în stațiile din RET pentru regimurile analizate.

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, dar este asimilat întregului sezon de vară 2025. 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.

Regimul R2 este utilizat pentru:

- determinarea limitei superioare a benzilor de tensiune în nodurile de control;
- calcule de stabilitate statică.

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

- conectarea tuturor bobinelor de compensare disponibile din SEN;
- reglarea tensiunilor la bornele generatoarelor;
- nu a fost necesară pornirea de grupuri în CHE Lotru și Vidraru în regim de compensator; se menționează că în CHE Lotru este considerat cu o producție *confidențial*, iar în CHE Vidraru *confidențial*;
- modificarea ploturilor de funcționare ale unităților de transformare de sistem
- a fost necesară, în plus față de cele de mai sus, deconectarea LEA 400 kV Domnești – Urechești.

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 varf R3

Regimul R3 este un regim de vârf seară zi de lucru, corespunzător lunilor mai-iunie. Palierul de consum este de 7200 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 Reșița și 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 2025. 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 Reșița și 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.

Setul de bobine în funcțiune la R2, R3 și R5 este prezentat în anexa 3.9.

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 *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.

Menționăm că AT 3 – 400 MVA, 400/220 kV Brazi Vest s-a considerat deconectat în schema de calcul;

- **DET Craiova:**

AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Ișalnița, AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Craiova Nord, AT2 – 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, AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Bradu.

Menționăm că AT3 și AT4 – 400 MVA, 400/220 kV Bradu s-au considerat conectate în schema de calcul.

- **DET Timișoara:**

AT1 – 200 MVA 220/110 kV Hășdat, AT1 – 200 MVA 220/110 kV Iaz, AT1 – 200 MVA 220/110 kV Pestiș, AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Mintia, AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Reșița.

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

- **DET Cluj:**

AT1 – 200 MVA 220/110 kV Cluj Florești, 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

Menținere în rezervă	DET	Măsurile de regim
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
AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Bradu	3	AT2 – 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
AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Arefu	3	AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Arefu, AT2 – 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 AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Mintia în funcțiune
AT1 – 200 MVA 220/110 kV Hășdat	4	AT2 – 200 MVA 220/110 kV Hășdat în funcțiune
AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Mintia	4	AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Mintia și AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Pestiș în funcțiune
AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Iaz	4	AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Iaz în funcțiune
AT 1 – 200 MVA, 220/110 kV Reșița	4	TR1 – 250 MVA, 400/110 kV Reșița
AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Cluj Florești	5	AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Cluj Florești și AT 200 MVA, 220/110 kV Câmpia Turzii în funcțiune
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 considerat indisponibil, până la remedierea unor neconformități constatate la trecerile izolante 220 kV.

Măsurile de regim aplicate sunt cele stabilite de DEN, anume: în stația Bradu se aduce în funcțiune AT 3 – 400 MVA, în stația Chitila se aduce în funcțiune LEA 110 kV Potlogi, în stația

Arcuda se aduce în funcțiune LEA 110 kV Titu, în stația Pogoanele se aduce în funcțiune LEA 110 kV Jugureanu, în stația Râmnicu Sărat se aduce în funcțiune LEA 110 kV Costieni, în stația Urziceni se aduce în funcțiune LEA 110 kV Ciorani, în stația Doftana se aduce în funcțiune CT 110 kV, în stația Valea Largă se aduce în funcțiune CT 110 kV;

- AT4 400 MVA, 400/110 kV Mintia este relocat în stația Roșiori;
- AT3 și AT4 400 MVA, 400/110 kV București Sud în funcțiune;
- Trafo 1, 2 – 250 MVA, 400/110 kV Medgidia Sud în funcțiune;
- AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Brazi Vest, AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Brazi Vest, AT – 200 MVA, 220/110 kV Teleajen și AT – 200 MVA, 220/110 kV Stâlpul sunt în funcțiune;
- Trafo 1 (Trafo 2 vechi) – 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;
- 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 debuclet: 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 racordate 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 postavarie Trafo 7 – 250 MVA, 400/110 kV Cluj Est (și invers);
- LEA 400 kV Roman Nord – Suceava, se deconectează postavarie Trafo 2 – 250 MVA 400/110 kV Suceava (și invers);
- LEA 220 kV Stâlpul – Teleajen, se deconectează postavarie AT – 200 MVA, 220/110 kV Stâlpul (și invers);
- LEA 220 kV Roșiori – Vetis, se deconectează postavarie AT – 200 MVA, 220/110 kV Vetis (și invers);
- LEA 220 kV Bradu – Pitești Sud, se deconectează postavarie AT – 200 MVA 220/110 kV Pitești Sud (și invers);
- LEA 220 kV Cetate – Calafat, se deconectează postavarie AT – 200 MVA 220/110 kV Calafat (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 se mențin în rezervă LEA 110 kV Argeș Sud – Jiblea, LEA 110 kV Valea Danului – CHE Cornetu – derivație CHE Gura Lotrului, odată cu punerea în funcțiune a AT 400 MVA, 400/220 kV Arefu.. 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 Cogeaalac.

Pentru a evita încărcarea CTA 110 kV Tariverde peste limita admisibilă dată de TC (cu $I_{TC}=800A$), la declanșarea unei unități de transformare 400/110 kV Tariverde, CEE Fântânele Est, Vest și Cogeaalac vor debita puterea totală astfel: producția să fie de maxim **confidențial** pe bara B2 – 110 kV Tariverde, astfel încât să se prevină încărcarea cuplei 110 kV peste $I_{adm}=120\% \cdot I_{TC}$, unde $I_{TC}=800 A$. Dacă producția este mai mare decât acest prag, atunci postavarie, după declanșarea unității de transformare, aceasta se limitează la **confidențial**.

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 cuplurile 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. 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 – 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 7400 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 $P_{disp.net}=2980$ 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 **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**;
- se limitează **confidențial** pentru reducerea curentului pe LEA 110 kV Topolog – Tulcea Vest, de la **confidențial** la **confidențial**;

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

Contingența critică este declanșarea LEA 110 kV Mircea Vodă – Medgidia Sud, care încarcă LEA 110 kV Medgidia Nord – Medgidia 1.

Limitarea producției CEE din zona 110 kV Hârșova – Medgidia Sud – Constanța Nord este de **confidențial** (de la **confidențial** la **confidențial**), situație care corespunde unui excedent maxim admisibil al acestei zone de **confidențial**.

D5 La verificarea criteriului de siguranță ($N - 1$) în RET pe schema cu N elemente în funcțiune, fără aplicarea de măsuri topologice, se constată următoarele principale încărcări peste limita admisibilă:

- AT3 (AT4) – 400 MVA, 400/220 kV București Sud la declanșarea AT4 (AT3) – 400 MVA, 400/220 kV București Sud;
- 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, Gutinaș, 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 (2) – 250 MVA 400/110 kV Domnești	Trafo 2 (1) – 250 MVA 400/110 kV Domnești	113,1% 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;
AT3 (AT4) – 400 MVA, 400/220 kV București Sud	AT4 (AT3) – 400 MVA, 400/220 kV București Sud	135.4% Sn	- se conectează CT 110 kV Turnu Măgurele; - se deconectează LEA 110 kV Chitila – Potlogi și LEA 110 kV Arcuda – Titu; - se conectează CT 110 kV Liești și LEA 110 kV Liești – Hanu Conachi; - se trece bara 2-110 kV din Filaret pe Grozăvești; - se conectează CT 110 kV Gura Ialomiței; - se conectează LEA 110 kV Icoana – Hârlești; - se trece consumul stației Văcărești de pe bara B pe bara A; - se conectează LEA 110 kV Afumați – Căciulați; - se conectează LEA 110 kV Fundeni – CET Brazi cu derivație Tâncăbești în Fundeni; - se deconectează LEA 110 kV Fundeni – CET Brazi cu derivație Tâncăbești, în Tâncăbești; - în stația Solex se trece LEA 110 kV Fundulea pe bara 2; - se conectează CL 110 kV Pajura și se deconectează LEA 110 kV Băneasa 2 – Pipera; - consumul stației Solex va fi alimentat din bara 1 110 kV; - în stația Dr. Morarilor se trece consumul stației integral pe Tr 1 63 MVA; - se conectează BC 110 kV Fundeni; - consumul stației Văcărești va fi alimentat din bara A 110 kV; - se conectează LEA 110 kV Cotroceni – Panduri; - se deconectează LEA 110 kV București Sud – București Centru; - se deconectează LEA 110 kV Răzoare – Filaret; - se conectează LEA 110 kV Grozăvești – Filaret. După aplicarea acestor măsuri topologice se limitează producția CEE <i>confidențial</i>, de la <i>confidențial</i> la <i>confidențial</i>, reducere preventivă <i>confidențial</i>.

D6 În regimul R1 deficitele zonelor din București sunt:

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

D7 În regimul R1 excedentele / deficitele 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, dar este asimilat întregului sezon de vară 2025. 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:

- conectarea tuturor bobinelor de compensare disponibile din SEN;
- reglarea tensiunilor la bornele generatoarelor;
- nu a fost necesară pornirea de grupuri în CHE Lotru și Vidraru în regim de compensator; se menționează că în CHE Lotru este considerat *confidențial*, iar în CHE Vidraru *confidențial* în balanța aferentă R2;
- modificarea ploturilor de funcționare ale unităților de transformare de sistem.

D3 În regimul R2 a fost necesară, în plus față de cele de mai sus, deconectarea unor linii descărcate, anume:

- LEA 400 kV Domnești – Urechești.

D4 În regimul R2 nu au fost necesare măsuri preventive sau postavarie de modificare a topologiei de rețea sau dispecerizare a producției pentru asigurarea criteriului N-1.

D5 În regimul R2 deficitele zonelor din București sunt:

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

D6 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 7200 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 Reșița și 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, pentru descărcarea LEA 110 kV Domnești – IFA 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 postavarie.

Contingență	Element critic	Valoare depășire	Măsuri postavarie
-------------	----------------	------------------	-------------------

LEA 400 kV Roșiori – Gădălin	AT2 – 400 MVA 400/220 kV Roșiori	103.7% 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.
Trafo 1 (2) – 250 MVA 400/110 kV Domnești	Trafo 2 (1) – 250 MVA 400/110 kV Domnești	122.4% S_n	- se conectează CTA sau CTB 110 kV între secțiunile de bare 110 kV 1A – 2A sau 1B – 2B; - se conectează CT 110 kV Turnu Măgurele.
Trafo 3 – 250 MVA 400/110 kV Domnești	AT1 și 2 – 200 MVA 220/110 kV București Sud	111.9% S_n	- se conectează CTA sau CTB 110 kV între secțiunile de bare 110 kV 1A – 2A sau 1B – 2B; - se conectează CT 110 kV Turnu Măgurele.
AT3 (4) – 400 MVA 400/220 kV București Sud	AT4 (3) – 400 MVA 400/220 kV București Sud	110.9% S_n	- se deconectează LEA 110 kV Chitila – Potlogi și LEA 110 kV Arcuda – Titu; - se conectează CT 110 kV Turnu Măgurele; - se trece bara 2-110 kV din Filaret pe Grozăvești.
AT1 (2) – 200 MVA 220/110 kV București Sud	AT2 (1) – 200 MVA 220/110 kV București Sud	111.2% S_n	- se trece bara 2-110 kV din Filaret pe Grozavesti.

D5 În regimul R3 deficitele zonelor din București sunt:

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

D6 În regimul R3 excedentele / deficitele zonelor Dobrogea, Moldova si 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
Deficit [MW]	<i>confidențial</i>				

Regim R4

D1 Regimul R4 este un regim de dimineață pentru zi lucrătoare, corespunzător perioadei iulie 2025 - septembrie 2025.. Palierul de consum este 7000 MW, în condițiile unui sold de export de 1000 MW. Producția CEF este 1200 MW. Producția CEE se determina pornind de la valoarea maximă $P_{disp.net}$ de cca. 2980 MW, 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. 2980 MW (vezi tabel 3.2), care reprezintă 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;
- LEA 110 kV Medgidia Nord – Medgidia 1;
- LEA 110 kV Mircea Vodă – Medgidia Sud;
- LEA 110 kV Babadag – Tulcea Vest;
- LEA 110 kV Mircea Vodă – Mircea Vodă Nord;
- LEA 110 kV Mircea Vodă Nord – Medgidia Nord;
- LEA 110 kV Medgidia 1 – Nazarcea;
- LEA 110 kV Nazarcea – Constanța Nord;
- LEA 110 kV Constanța Nord – Medgidia Nord;

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 este următoarea:

Zone MW	Dobrogea 110 kV			L.Sărat, Smârdan 110 kV	Tariverde	Stupina, Rahman	Băltăgești Gura Ialomiței	Moldova Banat	SEN
	1085								
	CEE Peștera, Chirnogeni, Cobadin, Pecineaga 2, Mihai Viteazu (1 si 2)	Hârșova – Medgidia Sud – Constanța Nord	Tulcea						
P _{inst.CEE} (disp.net)	289	311	485	159	585	590	250	312	2981

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** (de la **confidențial** la **confidențial**, limitare de **confidențial**) pentru reducerea curentului pe LEA 110 kV Gura Ialomiței – Băltăgești, de la **confidențial** la **confidențial**;
- se limitează **confidențial** cu **confidențial** în total, pentru reducerea curentului pe LEA 110 kV Topolog – Tulcea Vest de la **confidențial** la **confidențial**.

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 LEA 110 kV Medgidia Nord – Medgidia 1 de la **confidențial** la **confidențial**

Contingența critică este declanșarea LEA 110 kV Mircea Vodă – Medgidia Sud, care încarcă LEA 110 kV Medgidia Nord – Medgidia 1.

Limitarea producției CEE din zona 110 kV Hârșova – Medgidia Sud – Constanța Nord este de **confidențial** (de la **confidențial** la **confidențial**), situație care corespunde unui excedent maxim admisibil al acestei zone de **confidențial**, față de excedentul inițial de **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:

- AT3 (AT4) 400 MVA, 400/220 kV București Sud, la declanșarea AT4 (AT3) 400 MVA, 400/220 kV București Sud;
- Trafo 1 (Trafo 2) 250 MVA, 400/110 kV Domnești, la declanșarea Trafo 2 (Trafo 1) 250 MVA, 400/110 kV Domnești;
- AT1 (AT2) 400 MVA, 220/110 kV Fundeni, la declanșarea AT2 (AT1) 400 MVA, 220/110 kV Fundeni.

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.

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

Se menționează că în regimul fără declanșări (N elemente în funcțiune), circulația pe **LEA 400 kV Gutinaș – Smârdan este de cca. 420 MW** (606 A), pe **LEA 400 kV Isaccea – Vulcănești este de cca. 247 MW** (348 A), **LEA 400 kV Roșiori – Mukacevo este de cca. 289 MW** (410 A).

Reducerea preventivă a producției de la cca. *confidențial* la cca. *confidențial* este identificată că fiind cea mai mică posibilă în condițiile schemei de calcul și în ipoteza de palier de consum (7000 MW) și sold (export 1000 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:

	Iarna 2022-2023	Vara 2023	Iarna 2023-2024	Vara 2024	Iarna 2024-2025	Vara 2025
P _{max adm} CEE [MW]	2840	2783	2853	2890	2970	2915
Sold export [MW]	700	1000	700	1000	1000	1000
P _c [MW]	9300	7500	8700	7500	8500	7000

Consumul combinatului Liberty Galați în sezonul analizat este considerat de cca. 50 MW, alimentat din barele 110 kV ale stației Barboși *confidențial* și Smârdan *confidențial*.

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

Zone
--

Zone	Dobrogea 110 kV	Lacu Sărat, Smârdan	Tariverde	Stupina, Rahman	Băltăgești Gura	Moldova Banat	SEN
	95.6						

%	CEE Peștera, Chirnogeni, Cobadin, Pecineaga 2, Mihai Viteazu (1 și 2)	Hârșova – Medgidia Sud – Constanța Nord	Tulcea	110 kV			Ialomiței		
P _{max.CEE}	100	confidențial	confidențial	100	100	100	confidențial	100	97.8

S-a marcat colorat zona în care este necesară limitarea producției.

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

Contingență	Element critic	Depășire	Măsuri postavarie
AT3 (AT4) – 400 MVA, 400/220 kV București Sud	AT4 (AT3) – 400 MVA, 400/220 kV București Sud	107.6% S _n	- se conectează CT 110 kV Turnu Măgurele; - se deconectează LEA 110 kV Chitila – Potlogi, și LEA 110 kV Arcuda – Titu. După aplicarea acestor măsuri topologice, încărcarea scade la cca 104.0% S _n . - se limitează producția CEE din confidențial, de la confidențial la confidențial, reducere preventivă confidențial
Trafo 1 (Trafo 2) – 250 MVA, 400/110 kV Domnești	Trafo 2 (Trafo 1) – 250 MVA, 400/110 kV Domnești	cca.115% S _n	- se conectează CTA între secțiunile de bare 110 kV 1A – 2A (sau se conectează CTB 110 kV între secțiunile de bare 110 kV 1B – 2B)
AT1 (AT2) 400 MVA, 220/110 kV Fundeni	AT2 (AT1) 400 MVA, 220/110 kV Fundeni	107.9% S _n	- se conectează LEA 110 kV Afumați – Căciulați; - se conectează LEA 110 kV Fundeni – CET Brazi cu derivație Tâncăbești în Fundeni; - se deconectează LEA 110 kV Fundeni – CET Brazi cu derivație Tâncăbești, în Tâncăbești; - se trece LEA 110 kV Solex – Fundulea pe bara 2 în Solex.

D4 În regimul R4 deficitul zonelor din București sunt:

Zona	Sud	Vest	Fundeni
Deficit [MW]	confidențial		

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]	confidențial				

Regim R5

D1 Regimul R5 este un regim de vârf de seară maxim corespunzător lunilor iulie – septembrie 2025. 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 Reșița și 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, pentru descărcarea LEA 110 kV Domnești – IFA se mută consumul stației Domnești de pe barele 1A și 1B pe bara 2;

D4 Verificarea criteriului (N-1) în RET pe schema cu N elemente în funcțiune, conduce la apariția supraîncărcărilor din următorul tabel:

Contingență	Element critic	Valoare depășire	Măsuri postavarie
LEA 400 kV Roșiori – Gădălin	AT2 – 400 MVA 400/220 kV Roșiori	116% 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 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; - se trece consumul stației Văcărești de pe bara A pe bara B; - se mută consumul stației Mașini Grele de pe barele A și C pe bara B; - se trece sarcina stației Mihai Bravu integral pe bara A 110 kV; - se comută ploturile la Trafo 2 și 3 – 250 MVA 400/110 kV Domnești în sens descrescător; - se deconectează CL 110 kV Sălaj.
Trafo 3 – 250 MVA 400/110 kV	AT1 și 2 – 200 MVA 220/110 kV București Sud	125.3% S_n	- se conectează CTA sau CTB 110 kV între secțiile de bare 110 kV 1A – 2A sau 1B – 2B; - se conectează LEA 110 kV Hotarele – Oltenița

Domnești			Nord; - se conectează CT 110 kV Turnu Măgurele; - se conectează LEA 110 kV Icoana – Hârlești; - se conectează BC 110 kV Fundeni; - se trece consumul stației Văcărești de pe bara A pe bara B; - se mută consumul stației Mașini Grele de pe barele A și C pe bara B; - se trece sarcina stației Mihai Bravu integral pe bara A 110 kV; - se comută ploturile la Trafo 1 și 2 – 250 MVA 400/110 kV Domnești în sens descrescător; - se deconectează CL 110 kV Sălaj.
AT3 (4) – 400 MVA 400/220 kV București Sud	AT4 (3) – 400 MVA 400/220 kV București Sud	137.6% S_n	- se conectează CT 110 kV Liești și LEA 110 kV Liești – Hanu Conachi; - se trece bara 2-110 kV din Filaret pe Grozăvești; - se conectează CT 110 kV Turnu Măgurele; - se conectează CT 110 kV Gura Ialomiței; - se conectează LEA 110 kV Icoana – Hârlești; - se trece consumul stației Văcărești de pe bara B pe bara A; - se comută ploturile la Trafo 1 și 2 – 250 MVA 400/110 kV Domnești în sens descrescător; - se conectează BC 110 kV Fundeni; - se verifică să fie conectată CL 110 kV în stația București Centru; - se conectează LEA 110 kV Cotroceni în stația Panduri și se deconectează LEA 110 kV București Sud în stația București Centru; - se conectează CT 1 (2) – 110 kV Domnești; - se limitează producția din <i>confidențial</i> la <i>confidențial</i> și se pornesc grupurile din <i>confidențial</i>.
AT1 (2) – 200 MVA 220/110 kV Fundeni	AT2 (1) – 200 MVA 220/110 kV Fundeni	112.8% S_n	- se conectează LEA 110 kV Afumați – Căciulați; - se conectează LEA 110 kV Fundeni – CET Brazi cu derivație Tâncăbești în Fundeni; - se deconectează LEA 110 kV Fundeni – CET Brazi cu derivație Tâncăbești, în Tâncăbești.
AT1 (2) – 200 MVA 220/110 kV București Sud	AT2 (1) – 200 MVA 220/110 kV București Sud	124.2% S_n	- se trece bara 2-110 kV din Filaret pe Grozavesti; - se conectează LEA 110 kV Oltenița Nord – Hotarele; - se conectează CT 110 kV Turnu Măgurele; - se conectează LEA 110 kV Icoana – Hârlești.

D5 În regimul R5 deficitele zonelor din București sunt:

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

D6 În regimul R5 deficitele/ excedentele zonelor din Dobrogea, Moldova si 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 (+) / Deficit (-) [MW]	<i>confidențial</i>				

Regim R6

D1 Regimul R6 este un regim de vârf de dimineață corespunzător lunilor iunie – august 2025. Palierul de consum este de 7200 MW, în condițiile unui sold de export de 215 MW. Producția în CEE este de 500 MW și în CEF este de 1000 MW.

D2 Regimul R6 este caracterizat prin tensiuni ridicate în zona Reșița, zona Dobrogea și zona Moldova pentru care au fost necesare măsuri de comutare a ploturilor unităților de transformare și măsuri de modificare a tensiunii la bornele generatoarelor.

D3 Verificarea criteriului (N-1) în RET pe schema cu N elemente în funcțiune, conduce la apariția supraîncărcărilor din următorul tabel:

Contingență	Element critic	Valoare depășire	Măsuri postavarie
T1 (2) – 250 MVA 400/110 kV Domnești	T2 (1) – 250 MVA 400/110 kV Domnești	117.2% S_n	- se conectează CTA sau CTB 110 kV între secțiunile de bare 110 kV 1A – 2A sau 1B – 2B.
AT1 (2) – 200 MVA 220/110 kV București Sud	AT2 (1) – 200 MVA 220/110 kV București Sud	102.6 % S_n	- se trece bara 2-110 kV din Filaret pe Grozăvești.
AT1 (2) – 200 MVA 220/110 kV Fundeni	AT2 (1) – 200 MVA 220/110 kV Fundeni	110.1 % S_n	- se conectează LEA 110 kV Afumați – Căciulați.

D4 În regimul R6 deficitele zonelor din București sunt:

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

D5 În regimul R6 deficitele/ excedentele zonelor din Dobrogea, Moldova si Ardeal sunt:

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

Regim R7

D1 Regimul R7 este un regim de gol de zi de vară corespunzător lunilor iulie 2025 - septembrie 2025. Palierul de consum este de 6000 MW, în condițiile unui sold de export de 400 MW. Producția în CEE este de 0 MW și în CEF este de 1200 MW.

D2 Regimul R7 este caracterizat prin tensiuni ridicate în zona Dobrogea, pentru care au fost necesare măsuri de conectare a unor bobine de compensare în plus față de setul din regimul de bază R4. Setul de bobine în funcțiune pentru R7 este prezentat în *confidențial*. De asemenea a fost necesară comutarea de ploturi ale unităților de transformare, deoarece în lipsa producției din CEE, nivelul tensiunilor a fost relativ ridicat.

D3 La verificarea criteriului de siguranță ($N - 1$) în RET în schema cu N elemente nu se constată încărcări peste limita admisibilă.

Comparativ cu regimul de bază R4, se menționează că secțiunea Hârșova – Medgidia Sud – Constanța Nord își schimbă caracterul din excedentar în deficitar, iar secțiunea S6 rămâne cu un excedent redus.

D4 În regimul R7 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	113% S_n	- se conectează CTA sau CTB 110 kV între secțiunile de bare 110 kV 1A – 2A sau 1B – 2B

D5 În regimul R7 deficitele zonelor din București sunt:

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

D6 În regimul R7 deficitele/ excedentele zonelor din Dobrogea, Moldova și Ardeal sunt:

Zona	Hârșova – Medgidia Sud – Constanța Nord	Dobrogea	S6	S5	S4
Deficit [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” de pe platforma Donasid Călărași) poate funcționa pe:

- bara 1 – 110 kV Pelicanu, unde este în funcțiune și linia 110 kV Pelicanu – CSC1 (cupatoare), 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 Rețele Electrice 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/ deficiturile pe zone la care se fac referire în cadrul condiționărilor 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 – Jugurean, 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 față de studiul anterior 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 840 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 1316 MW, acest lucru fiind datorat soldului de import mare al Bulgariei, în regimul analizat.

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 tot de export, ca în regimul R4.

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 750 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. 180 MW în cazul regimului R2 și respectiv de cca. 1315 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 98 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 2025 pentru SEN funcționând interconectat cu rețeaua europeană continentală sincronă, incluzând sistemele electroenergetice ale Ucrainei și Republicii Moldova.

Calcululele s-au 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 7200 MW și soldul de **export de 215 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):

- HU: sold import 60 MW;
- RS: sold import 91MW;
- BG: sold import 1041 MW;
- UA+MD: sold export 4 MW.

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

- HU -> RO: 452 MW;
- RS -> RO: 100 MW;
- UA+MD -> RO: 431 MW;
- RO -> BG: 1200 MW.

Aspectele **similare** la calcululele 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;
- se consideră TRM egal cu 300 MW pe interfața RO;
- 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%Sn. Limita admisibilă pentru LEA 400 kV Reșița – Pancevo, circ.1 și circ.2 este de 1709 A;
- pe granița RO – BG, limita admisibilă pentru LEA 400 kV Țânțăreni – Kozlodui circ.1 și circ.2 este de 1600 A, pentru LEA 400 kV Medgidia Sud – Varna și pentru LEA 400 kV Medgidia Sud – Dobrudja este de 2000 A;
- pe granița RO – MD, limita admisibilă pentru LEA 400 kV Isaccea – Vulcănești este de 1722 A;
- s-au considerat următoarele ipoteze în procesul de determinare a capacității negarantate de interconexiune: la modelarea procesului de export nu se consideră participarea grupurilor din CHE Porțile de Fier I, iar la modelarea celui de import nu se consideră participarea grupurilor din CHE Mărișelu. Se menționează că CEC Iernut este considerată cu o producție de 400 MW în sezonul de vară 2025;
- 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;

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

- 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, atât 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 Medgidia Sud – Varna	LEA 400 kV Medgidia Sud – Dobrudja
	2) LEA 400 kV Medgidia Sud – Dobrudja	LEA 400 kV Medgidia Sud – Varna
	3) LEA 400 kV Tulcea Vest – Isaccea	LEA 400 kV Medgidia Sud – Cernavodă
Import RO	4) LEA 400 kV Roșiori – Gădălin	AT 2 – 400 MVA, 400/220 kV Roșiori
	5) LEA 400 kV Bor – Djerdap	LEA 400 kV Porțile de Fier – Djerdap

Valorile NTC maxime indicative negarantate în interfața de interconexiune a SEN pentru vara 2025 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), 3)	1), 2)	1), 2), 3)	1), 2)	1), 2), 3)
Import	4), 5)	4), 5)	4), 5)	5)	4), 5)
Export RO	4450	4200	4800	4750	5100
Import RO	4450	5300	4900	3950	4050

RO->HU	1100	1000	1100	1100	1100
HU->RO	1000	1200	1150	1000	1000
RO->RS	1000	1000	1100	1050	1100
RS->RO	950	1100	1100	800	900
RO->BG	1900	1900	2100	2100	2500
BG->RO	2000	2400	2050	1850	1850
RO->UA	300	200	300	300	200
UA->RO	300	300	300	200	200
RO->MD	200	100	200	200	200
MD->RO	200	300	300	100	100

Concluzii privind valorile NTC maxime negarantate:

➤ Scenarii de export:

- Elementele critice sunt LEA 400 kV Medgidia Sud – Dobrudja, LEA 400 kV Medgidia Sud – Varna și respectiv LEA 400 kV Medgidia Sud – Cernavodă. Contingențele critice sunt declanșările LEA 400 kV Medgidia Sud – Varna, LEA 400 kV Medgidia Sud – Dobrudja și respectiv LEA 400 kV Tulcea Vest – Isaccea.
- 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 și exportul către HU + RS este mai mic.

➤ Scenarii de import:

- Elementele critice sunt AT 2 400 MVA, 400/220 kV Roșiori și respectiv LEA 400 kV Porțile de Fier – Djerdap. Contingențele critice sunt declanșarea LEA 400 kV Roșiori – Gădălin și respectiv LEA 400 kV Bor – Djerdap;
- În ceea ce privește analiza diverselor scenarii de schimb aplicate se constată că valoarea capacității de import este mai mică cu cât importul din RS+HU este mai mare. La valori egale, importul este mai mare cu cât cota importului 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 bilaterale, utilizabile simultan în întreaga interfață de interconexiune a SEN în condiții de siguranță. Se menționează că determinarea valorilor NTC lunare se face în mod coordonat cu BG și GR, de către RCC Selene.

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 pesimiste cu alocări succesive pe mai multe granițe;

Calculul valorilor NTC lunare se face pentru subperioade determinate de programe de retrageri simultane, cu o rezoluție la nivel de săptămână/zi. 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 2025 sunt prezentate în Anexa 3.11.

3.6. Capacitatea disponibilă pentru comerțul transfrontalier în anul 2024

În cadrul capitolului se evaluează capacitatea disponibilă pentru comerțul transfrontalier în anul 2024 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 2024 a fost prevăzută o capacitate minimă disponibilă pentru schimburile transfrontaliere de 1340 MW pe granița România – Ungaria (reprezentând 55% din capacitatea de transport), respectiv 1890 MW pe granița România – Bulgaria (reprezentând 52% 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 2024 pentru granițele România – Ungaria și România – Bulgaria. Prin decizia nr. 2947 din 20.12.2023 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 2024 pe granița România – Ungaria la 800 MW, reprezentând 33% din capacitatea de transport, respectiv pe granița România – Bulgaria la 1560 MW, reprezentând 43% 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:

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

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 2024 pe granița România – Bulgaria. Pe direcția România – Bulgaria valorile NTC medii lunare sunt situate între 1245 MW și 2323 MW, iar pe direcția Bulgaria – România acestea sunt situate între 1455 MW și 2114 MW.

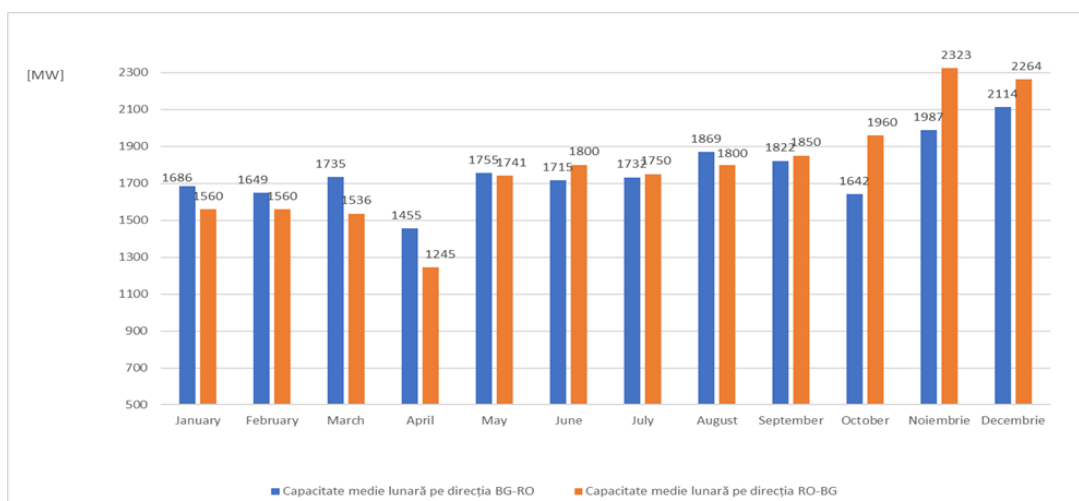


Fig. 3.6.1. Valorile NTC medii lunare finale în anul 2024 pe granița România – Bulgaria

În figura 3.6.2 sunt prezentate valorile NTC medii lunare validate de CNTEE Transelectrica SA în anul 2024 pe granița România – Bulgaria. Pe direcția România – Bulgaria valorile NTC medii lunare sunt situate între 1932 MW și 2407 MW, iar pe direcția Bulgaria – România acestea sunt situate între 1543 MW și 2121 MW.

Se poate observa că valorile medii validate pe direcția Bulgaria – România respectă valoarea țintă stabilită prin Planul de acțiuni și Derogare cu excepția lunii aprilie. Pentru luna aprilie media valorilor NTC validate pe direcția Bulgaria – România este mai mică cu 17 MW față de valoarea țintă. Valorile medii validate pe direcția România – Bulgaria respectă valoarea țintă stabilită pentru toate lunile anului.

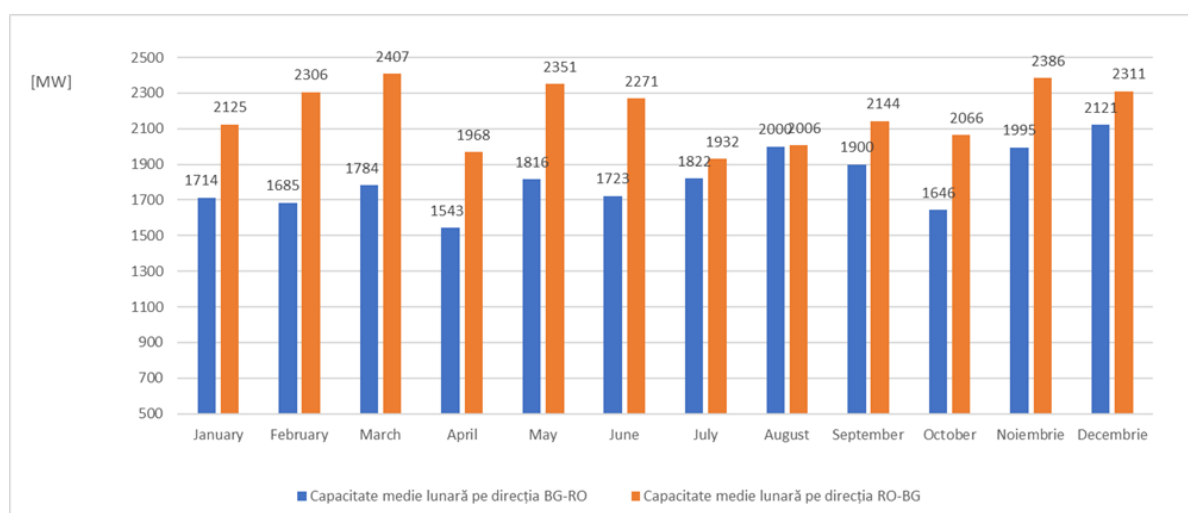


Fig. 3.6.2. Valorile NTC medii lunare validate în anul 2024 pe granița România – Bulgaria

În anul 2024, valorile NTC finale pe direcția România – Bulgaria au fost mai mici decât valoarea țintă pentru 8% din numărul intervalelor orare, iar pe direcția Bulgaria – România pentru 9% din numărul intervalelor orare. Valorile NTC validate de CNTEE Transelectrica SA au fost mai mici decât valoarea țintă stabilită prin Planul de acțiuni pe direcția România – Bulgaria pentru 3% din numărul intervalelor orare, iar pe direcția Bulgaria – România pentru 8% din numărul intervalelor orare.

De asemenea, se observă impactul pe care îl are procesul de validare al OTS asupra valorilor capacităților disponibile. Pentru anul 2024 sunt reprezentate în figurile 3 și 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 177 MW și 800 MW.

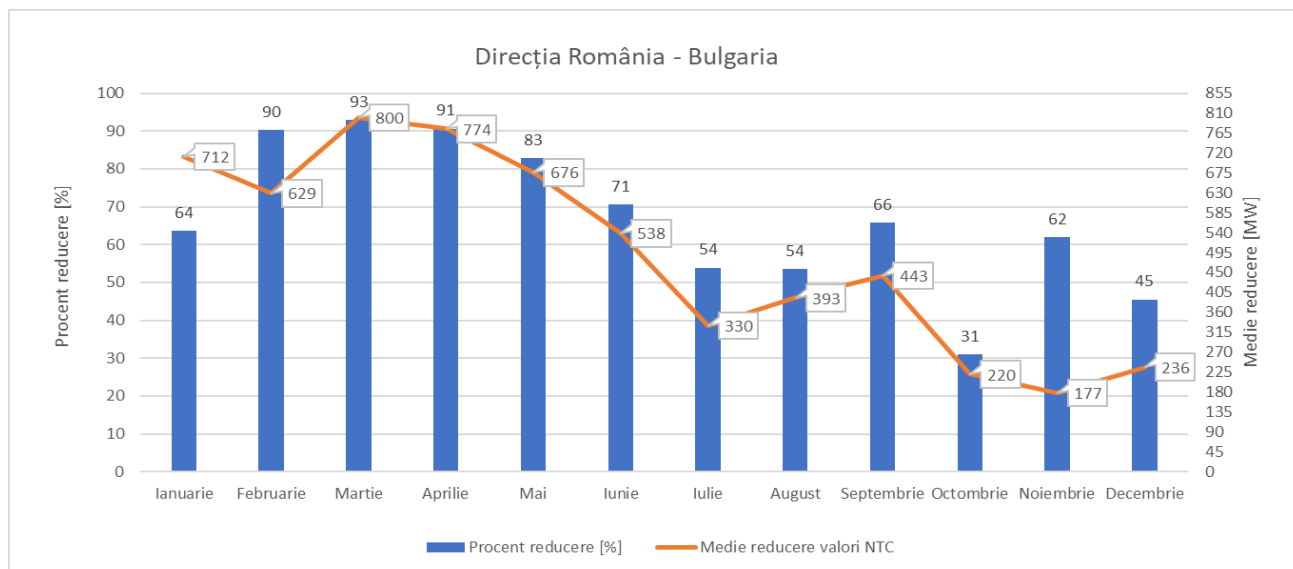


Fig. 3.6.3. Procentul de timp și media reducerii NTC lunar validat de către ESO – EAD

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 86 MW și 339 MW.

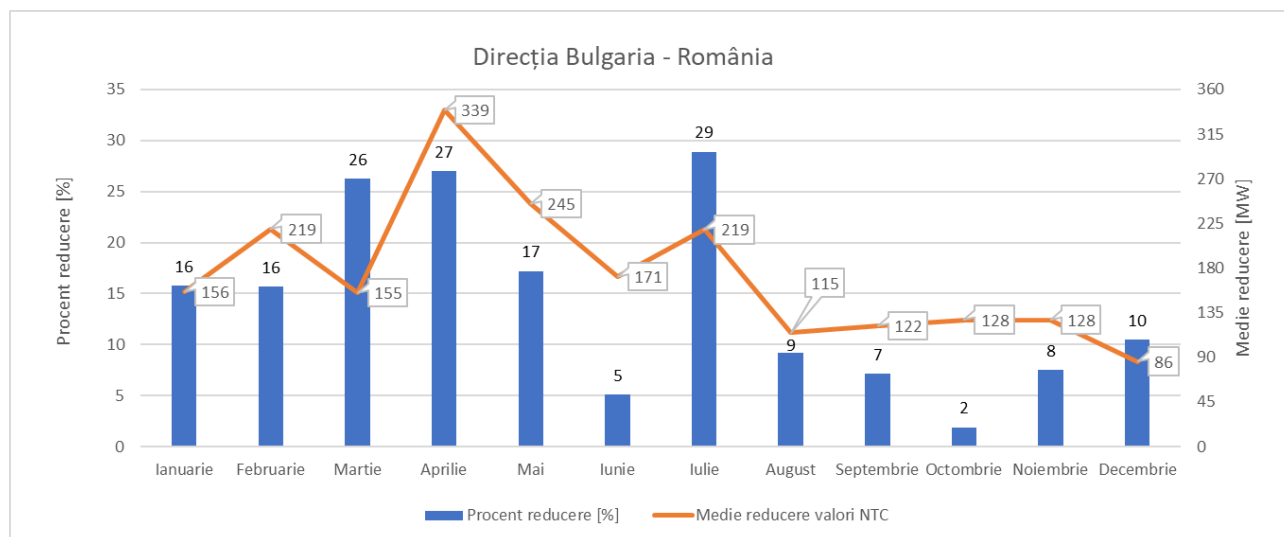


Fig. 3.6.4. Procentul de timp și media reducerii NTC lunar validat de către ESO – EAD

- 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 2024. Se poate observa faptul că ținta de 33 % privind marginea minimă disponibilă pentru comerțul transfrontalier pe granița România – Ungaria este respectată în proporție de cel puțin 97 % în toate lunile din perioada analizată.

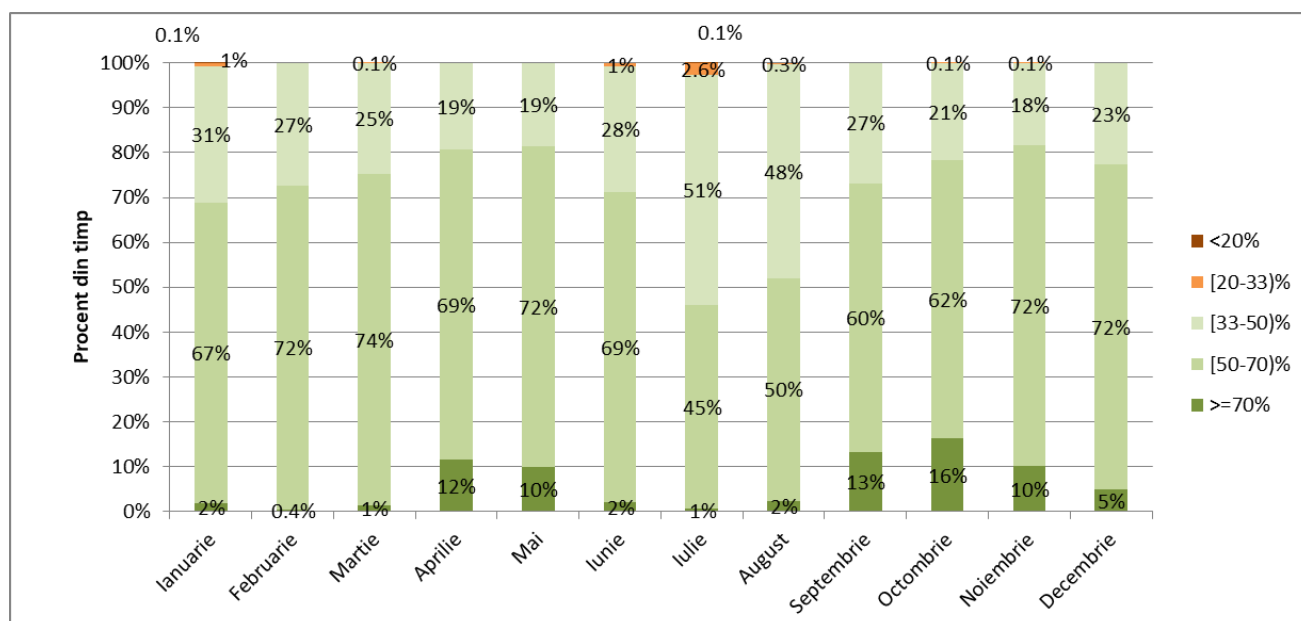


Fig. 3.6.5. Marginea disponibilă pentru elementele critice și contingențele din România care limitează domeniul final bazat pe fluxuri de putere în anul 2024 în regiunea Core

Valorile medii ale marginii disponibile pentru comerțul transfrontalier pentru fiecare dintre lunile raportate au valori cuprinse între 49,6 % și 59,3 % (tabelul nr. 1) din capacitatea de transport, superioare valorii de 33 %, stabilită ca valoare țintă prin Decizia ANRE nr. 2947 din 20.12.2023 și Planul de acțiuni.

Tabelul 1. Valorile medii lunare ale marginii disponibile pentru comerțul transfrontalier în anul 2024 în regiunea Core considerând toate elementele critice

Luna	Valoarea medie [%]
Ianuarie	53,1
Februarie	55,3
Martie	55,1
Aprilie	58,7
Mai	58,1
Iunie	53,6
Iulie	49,6
August	51,5
Septembrie	57,8
Octombrie	59,3
Noiembrie	58,1
Decembrie	56,8

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 contingența cu cea mai mică margine disponibilă, ținta de 33 % este respectată în proporție de cel puțin 79 % din fiecare interval orar al fiecărei luni, cel mai mic procent fiind înregistrat în luna martie.

Considerând toată perioada de raportare, marginea disponibilă pentru comerțul transfrontalier a avut valori mai mici decât ținta stabilită pentru anul 2024 în aproximativ 11 % din perioada analizată.

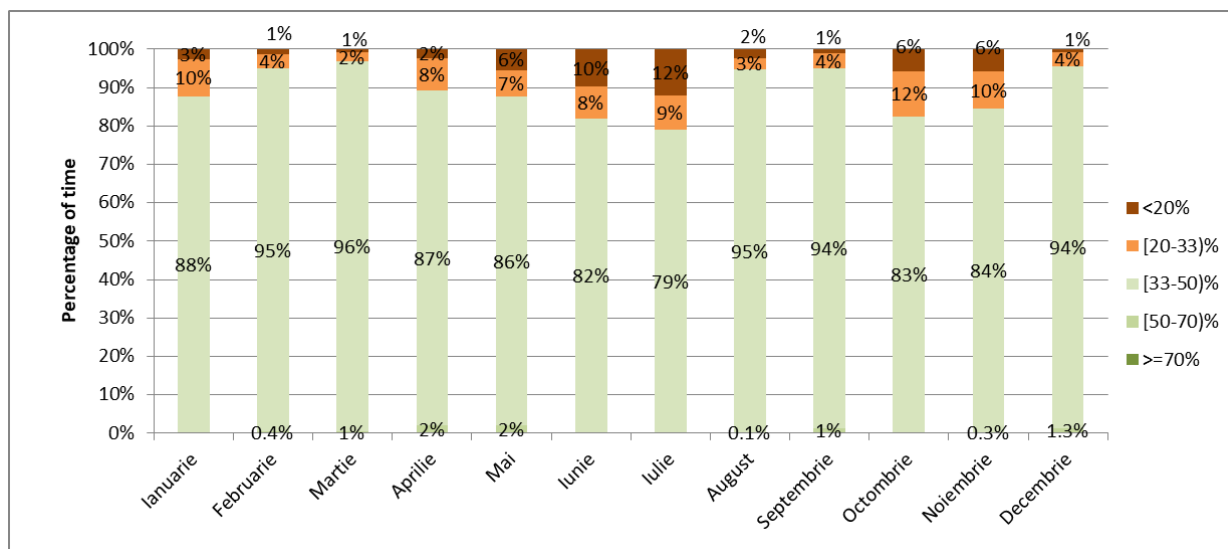


Fig. 3.6.6. Marginea disponibilă pentru elementele critice și contingențele din România care au cea mai mică valoare în fiecare interval orar în anul 2024 în regiunea Core

Factori generali care influențează valorile MACZT

În anul 2024, 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).

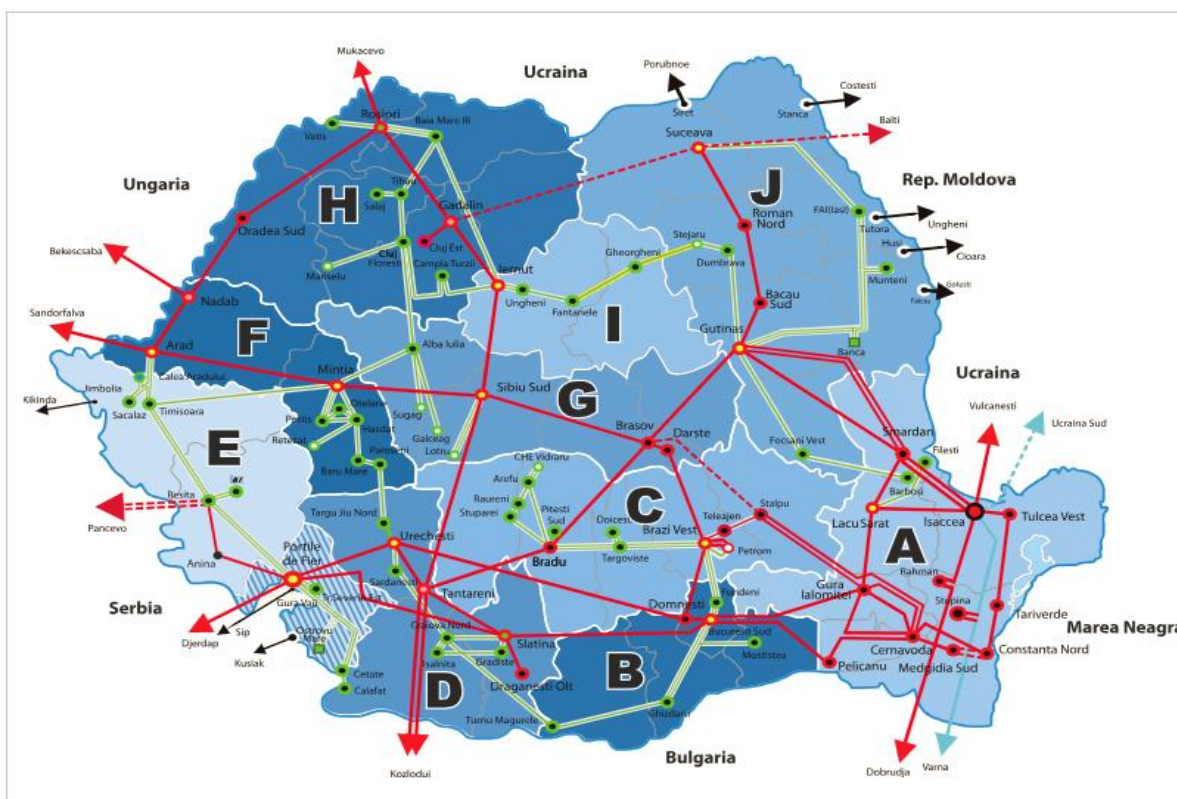


Fig. 3.6. Zonele analizate pentru determinarea capacității disponibile de racordare

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	1200	LEA 220 kV Barboși – Filești/ LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș LEA 220 kV Barboși – Focșani Vest/ LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș
B București – Giurgiu – Alexandria	2310	LEA 220 kV București Sud – Fundeni circ. 1 (2)/ LEA 220 kV București Sud – Fundeni circ. 2 (1)

Zona	Capacitatea de racordare [MW]	Element Critic/Contingență
C Pitești – Târgoviște – Ploiești	2320	AT3 (4) – 400 MVA, 400/220 kV Bradu/ AT4 (3) – 400MVA, 400/220 kV Bradu AT 200 MVA, 220/110 kV Râureni/ AT 200 MVA, 220/110 kV Stupărei AT 200 MVA, 220/110 kV Stupărei / AT 200 MVA, 220/110 kV Râureni AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Teleajen/ LEA 220 kV Brazi Vest – Teleajen AT3 – 400 MVA, 400/220 kV Brazi Vest/ LEA 400 kV Bradu – Brașov
D Sud – Vest SEN	1310	LEA 220 kV Paroșeni – Târgu Jiu Nord/ LEA 400 kV Tântăreni – Arefu
E Banat	1270	LEA 220 kV Resița – Timișoara circ. 1(2)/ LEA 220 kV Resița – Timișoara circ. 2(1)
F Arad – Mintia	2880	AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Arad/ AT3 – 400 MVA, 400/220 kV Arad
G Sibiu – Brașov	1760	LEA 220 kV Alba Iulia – Mintia/ LEA 220 kV Cluj Florești – Alba Iulia LEA 220 kV Cluj Florești – Alba Iulia/ LEA 220 kV Alba Iulia – Mintia
H Cluj-Napoca – Baia Mare – Oradea	2940	Trafo 1 (2) – 250 MVA, 400/110 kV Oradea Sud / Trafo 2 (1) – 250 MVA, 400/110 kV Oradea Sud
I Târgu Mureș – Miercurea Ciuc	1110	LEA 220 kV Fântânele – Ungheni/ LEA 220 kV Stejaru – Gheorgheni

Zona	Capacitatea de racordare [MW]	Element Critic/Contingență
J Nord – Est SEN	1370	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.

Pentru vara 2025 a fost propusă modificarea secțiunii S2 astfel:

- LEA 400 kV Mukacevo – Roșiori,
- LEA 400 kV Nădab – Bekescsaba,
- LEA 400 kV Arad – Sandorfalva,
- LEA 220 kV Timișoara – Reșița d.c.,
- LEA 220 kV Urechești – Târgu Jiu Nord,
- LEA 400 kV Arefu – Sibiu Sud,
- LEA 400 kV Sibiu Sud – Brașov,
- LEA 220 kV Stejaru – Gheorgheni.

Calcululele s-au 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 calcululelor 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 ($\Sigma P_{L(400+220+110)kV}$), cât și pentru cea vizibilă, formată doar din liniile de transport ($\Sigma P_{L(400+220)kV}$), 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 necesar 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 online 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

Calcululele s-au efectuat pentru scheme cu N, N-1 elemente în funcțiune în ipoteza de balanță R4 cu producție în CEE și cu două unități în funcțiune în CNE Cernavodă.

Excedentul inițial al secțiunii este de cca. 1202 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 $P_{8\%}=4550$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 3700 MW, 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 $P_{8\%}=5260$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 3880 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 $P_{8\%}=4590$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 3830 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 $P_{8\%}=4530$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 3610 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 VD cu producție în CEE și cu două unități în funcțiune în CNE Cernavodă.

Deficitul inițial al secțiunii este de cca. 959 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 $P_{8\%}=2870$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 2680 MW (2670 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 $P_{8\%}=3030$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 2890 MW (2880 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 $P_{8\%}=3020$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 2850 MW (2840 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 VS fără producție în CEE și CEF și cu o unitate în funcțiune în funcțiune în CNE Cernavodă.

Deficitul inițial al secțiunii este de cca. 1132 MW.

Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.2.2):

- La declanșarea LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița d.c., puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=2980$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 3270 MW (2330 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care apar suprasarcini pe AT2 – 400 MVA, 400/220kV Roșiori.
- La declanșarea LEA 400 kV Arefu – Sibiu Sud, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=2980$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 2340 MW (2300 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care apar suprasarcini pe AT2 – 400 MVA, 400/220kV Roșiori.
- La declanșarea LEA 400 kV Brașov – Sibiu Sud, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=3020$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 2430 MW (2390 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care apar suprasarcini pe AT2 – 400 MVA, 400/220kV Roșiori.

4.3. Secțiunea S3

Calculul s-a efectuat pentru scheme cu N, N-1 elemente în funcțiune în ipoteza de balanță R3 fără producție în CEE și cu o unitate în funcțiune în CNE Cernavodă.

Deficitul inițial al S3 este de 580 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 $P_{8\%}=1370$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 1550 MW (1120 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 $P_{8\%}=1670$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 1210 MW (1190 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 $P_{8\%}=1970$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 1290 MW (1260 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 $P_{8\%}=1990$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 1300 MW (1270 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 $P_{8\%}=2510$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 1300 MW (1270 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 și cu două unități în funcțiune în CNE Cernavodă.

Deficitul inițial al secțiunii este de cca. 444 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 $P_{8\%}=1790$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1560 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 $P_{8\%}=1900$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1560 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 $P_{8\%}=1870$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1670 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 $P_{8\%}=1970$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1740 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 $P_{8\%}=1210$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1100 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 $P_{8\%}=1510$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1290 MW (1050 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La retragerea LEA 220 kV Fântânele – Ungheni și declanșarea LEA 400 kV Sibiu Sud – Iernut puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1610$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1370 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.

4.4.2. Secțiunea S4 în ipoteza de balanță R3 fără producție în CEE și cu o unitate în funcțiune în CNE Cernavodă.

Deficitul inițial al secțiunii este de cca. 629 MW.

Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.4.2):

- 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 1290 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 $P_{8\%}=1680$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1450 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 $P_{8\%}=1830$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1440 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 $P_{8\%}=1850$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 630 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 și două unități în funcțiune în CNE Cernavodă.

Deficitul inițial al secțiunii este de cca. 560 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 $P_{8\%}=1490$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1220 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 $P_{8\%}=1610$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1430 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 $P_{8\%}=1670$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1390 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 $P_{8\%}=1800$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1440, 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 $P_{8\%}=1620$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1380, 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 și cu două unități în funcțiune în CNE Cernavodă.

Deficitul inițial al secțiunii este de cca. 279 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 $P_{8\%}=940$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 850 MW (840 MW – rețeaua vizibilă) valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declanșarea LEA 400 kV Lacu Sarat - Gutinaș - derivație Smârdan provizorat, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=940$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 870 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 $P_{8\%}=880$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 760 MW (750 MW – rețeaua vizibilă), 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 $P_{8\%}=980$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 890 MW (880 MW – rețeaua vizibilă), 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 Lacu Sarat - Gutinaș - derivație Smârdan provizorat, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=540$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 440 MW (400 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 220 kV Barboși – Filești.
- La retragerea LEA 400 kV Lacu Sarat - Gutinaș - derivație Smârdan provizorat și declanșarea LEA 400kV Brașov – Gutinaș, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=520$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 450 MW (440 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 220kV Barboși – Filești.
- La retragerea LEA 400 kV Roman Nord – Suceava și declanșarea LEA 400kV Lacu Sarat - Gutinaș - derivație Smârdan provizorat, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=780$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 760 MW (740 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care apar suprasarcini pe AT 200 MVA 220/110 kV Stejaru și tensiunile scad sub valorile din Codul RET.

4.5.2. Secțiunea S5 în ipoteza de balanță R3 fără producție în CEE, cu o unitate în funcțiune în CNE Cernavodă.

Deficitul inițial al secțiunii este de cca. 360 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 $P_{8\%}=980$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 860 MW (850 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.

- La declanșarea LEA 400 kV Lacu Sărat - Gutinaș - derivație Smârdan provizorat puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=980$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 860 MW (850 MW – rețeaua vizibilă), 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 $P_{8\%}=890$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 740 MW (740 MW – rețeaua vizibilă), 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 $P_{8\%}=1110$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 870 MW (860 MW – rețeaua vizibilă), 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 și cu două unități în funcțiune în CNE Cernavodă.

Deficitul inițial al secțiunii este de 88 MW.

Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.5.3):

- La declanșarea LEA 400 kV Lacu Sărat – Gutinaș – derivație Smârdan provizorat, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=960$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 860 MW (850 MW – rețeaua vizibilă), 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 $P_{8\%}=880$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 770 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 $P_{8\%}=910$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 790 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 880 MW (870 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.

4.6. Secțiunea S6

4.6.1. Secțiunea S6 în ipoteza de balanță R4 cu producție în CEE și cu două unități în funcțiune în CNE Cernavodă.

Excedentul inițial al secțiunii S6 este de 3004 MW.

Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.6.1):

- La declanșarea LEA 400 kV Lacu Sărat – Gutinaș – derivație Smârdan provizorat, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică de $P_{8\%}=6600$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 4810 MW (4650 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 $P_{8\%}=6710$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 4930 MW (4760 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 110 kV Dragoș Vodă – Slobozia Sud.

- La declanșarea LEA 400 kV București Sud – Gura Ialomiței, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=6630$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 4920 MW (4750 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 Lacu Sărat – Gutinaș – derivație Smârdan provizorat și declanșarea LEA 400 kV Brașov – Gutinaș, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=5160$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 4180 MW (4010 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 220 kV Barboși – Filești.
- La retragerea LEA 400 kV Brașov – Gutinaș și declanșarea LEA 400 kV Lacu Sărat – Gutinaș – derivație Smârdan provizorat, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=5000$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 3990 MW (3840 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 220 kV Barboși – Filești.
- La retragerea LEA 400 kV București Sud – Gura Ialomiței și declanșarea LEA 400 kV Lacu Sărat – Gutinaș – derivație Smârdan provizorat, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=6100$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 3880 MW, valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 400 kV Pelicanu - Cernavodă.

4.6.2. Secțiunea S6 în ipoteza de balanță R2 palierul GS cu producție în CEE și o unitate în funcțiune în CNE Cernavodă.

Excedentul inițial al secțiunii S6 este de 2084 MW.

Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.6.2):

- La declanșarea LEA 400 kV Lacu Sărat – Gutinaș – derivație Smârdan provizorat, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=5310$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 4060 MW (3890 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 $P_{8\%}=5590$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 4750 MW (4550 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 $P_{8\%}=4870$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 2190 MW (2100 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 110 kV Slobozia Nord – Slobozia Sud.

La declanșarea LEA 400 kV Isaccea – Tulcea Vest, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=3700$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 1780 MW (1700 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 110 kV Medgidia Sud – Basarabi circ. 1 și circ. 2.

5. VERIFICAREA STABILITĂȚII TRANZITORII

confidențial

5.1. Verificarea stabilității tranzitorii a zonei Cernavodă

confidențial

5.2. Verificarea dinamică a traseului de restaurare *confidențial*

confidențial

5.3. Evaluarea inerției SEN în contextul integrării surselor regenerabile

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 Băltăgești – 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 iarnă 2024 – 2025, 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	672
3	421
4	266
5	585
Total SEN	cca. 2080

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								
	CEE Peștera, Chirnogeni, Cobadin, Pecineaga 2, Mihai Viteazu (1 si 2)	Hârșova – Medgidia Sud – Constanța Nord	Tulcea						
P _{inst.CEE} (disp.net)	289	311	485	159	585	590	250	312	2981

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 și **confidențial** pentru reducerea curentului pe LEA 110 kV Topolog – Tulcea Vest

- 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	Bălțăgești Gura Ialomiței	Moldova Banat	SEN
	1038								
	CEE Peștera, Chirnogeni, Cobadin, Pecineaga 2, Mihai Viteazu (1 si 2)	Hârșova – Medgidia Sud – Constanța Nord	Tulcea						
MW									
P _{max.CEE}	289	confidențial	confidențial	159	585	590	confidențial	312	cca. 2915

Zone	Dobrogea 110 kV			Lacu Sărat, Smârdan 110 kV	Tariverde	Stupina, Rahman	Bălțăgești Gura Ialomiței	Moldova Banat	SEN
%	95.6								
	CEE Peștera, Chirnogeni, Cobadin, Pecineaga 2, Mihai Viteazu (1 si 2)	Hârșova – Medgidia Sud – Constanța Nord	Tulcea						
P _{max.CEE}	100	confidențial	confidențial	100	100	100	confidențial	100	97.8

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. în CEE [MW]	Prod. în CEF [MW]	Prod. în CECC Petrom Brazi [MW]	Prod. în CNE [MW]	Sold export [MW]
R1	VS P	7400	**) 2982 ↘ 2889	0	confidențial	1400	1000
R2	GS P	4500	1500	0		1400	800
R3	VS P	7200	0	0		700	-2000
R4*)	VD V	7000	**) 2982 ↘ 2915	1200		1400	1000
R5	VS V max (CEE=0)	8500	0	0		1400	-2500
R6	VD V sezonier	7200	500	1000		1400	215
R7	GZ V	6000	0	1200		1400	400

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.

Se menționează că limitarea producției este minimă comparativ cu alte studii sezoniere, datorită înlocuirii unor echipamente care determinau încărcări la declanșări.

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
LEA 400 kV Domnești – București Sud	confidențial	confidențial
LEA 400 kV Constanța Nord – Cernavodă	confidențial	confidențial
LEA 400 kV Tulcea Vest – Isaccea	confidențial	confidențial
LEA 400 kV Tulcea Vest – Tariverde	confidențial	confidențial
AT3 (sau AT4) – 400 MVA, 400/220 kV București Sud	confidențial	confidențial

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 vară 2025.

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 întâriri este de aproximativ 18470 MW;

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

- Puterea consumată în zonă 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 a rețelei 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.), mărirea capacității de transport LEA 400 kV București Sud – Gura Ialomiței, 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

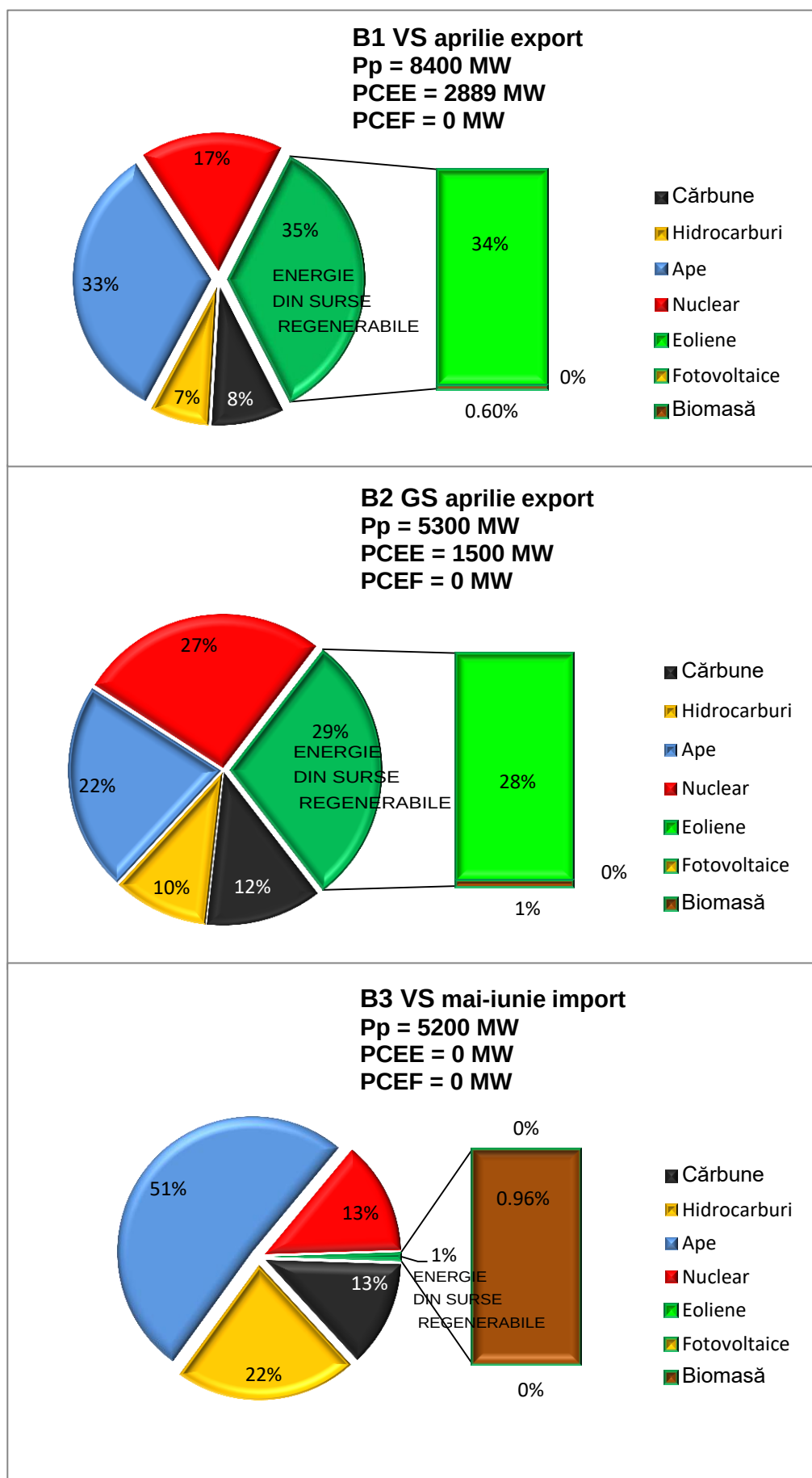
În corelare cu rezultatele studiului „Planificarea operațională a funcționării SEN în vara 2025”, este necesară urgentarea realizării unor*) obiective investiționale incluse în Planul de Dezvoltare a RET 2024 – 2033:

- 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;

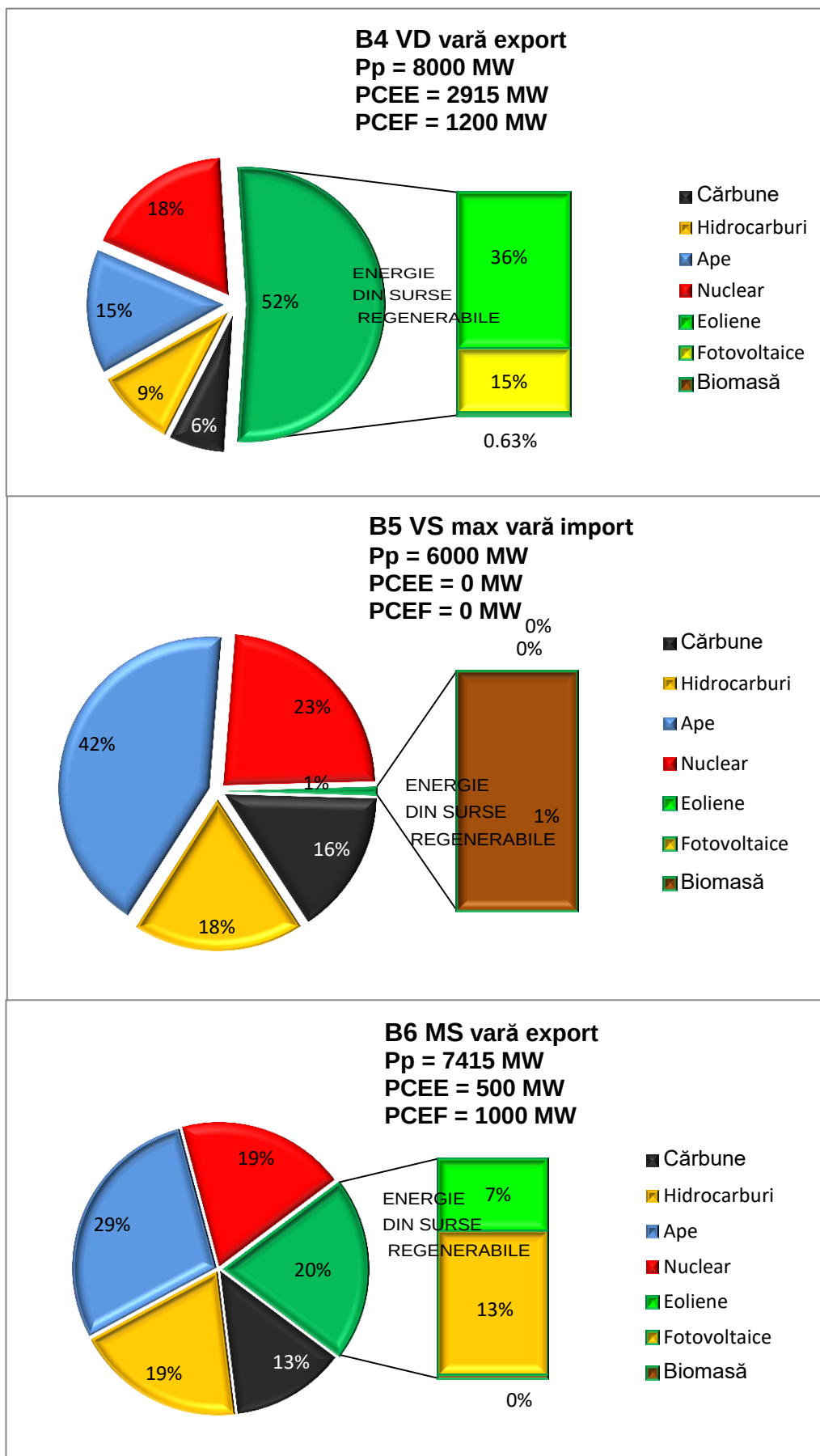
- Punerea în funcțiune a unei stații de injecție în centrul de consum al Municipiului București.

*) Studiul „Planificarea operațională a funcționării SEN în vara 2025” 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 2025” se referă la planificarea operațională a funcționării SEN la nivel semestrial.

Structura pe resurse a producției brute din SEN în vara 2025 (valori procentuale)

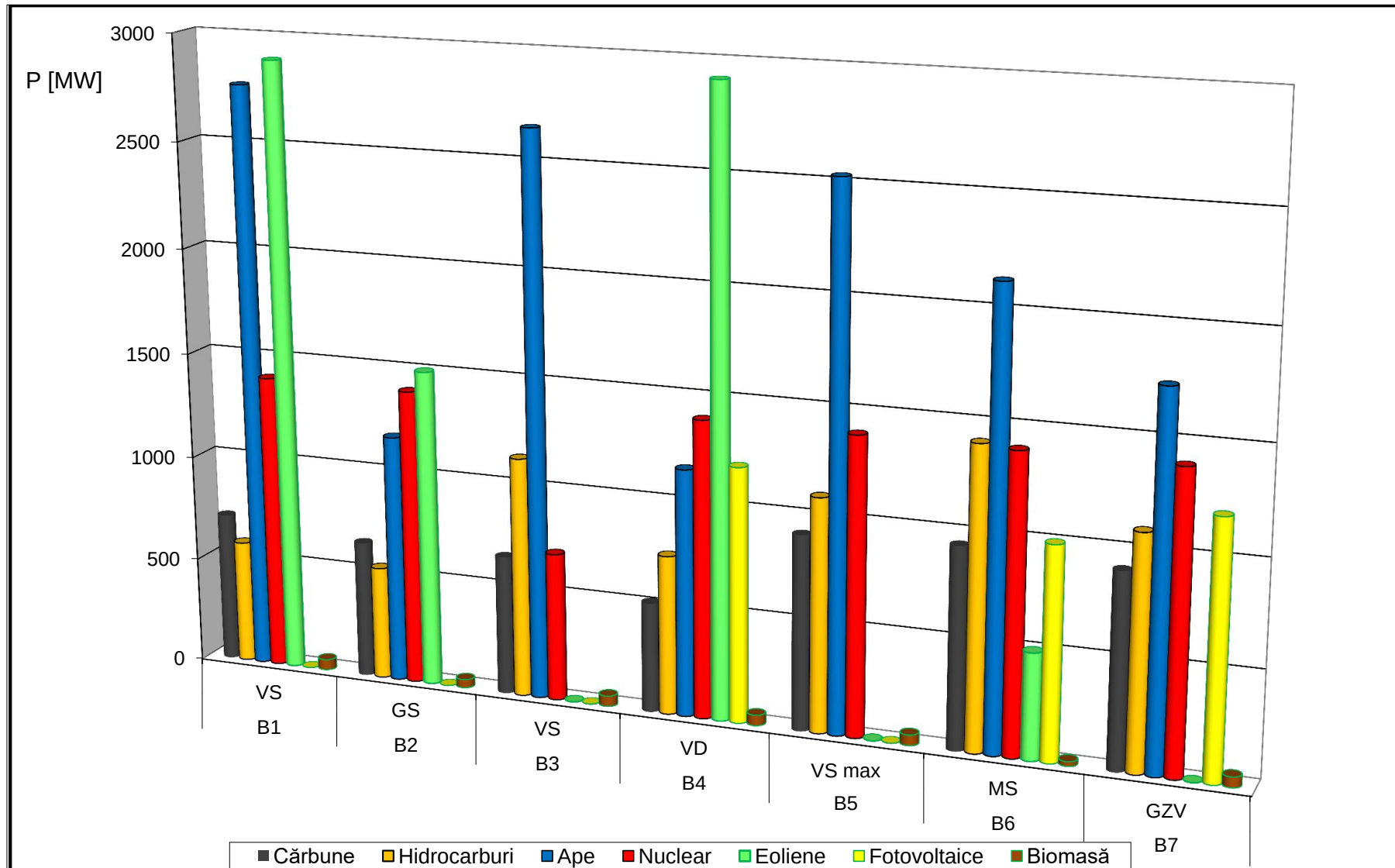


Structura pe resurse a producției brute din SEN în vara 2025 (valori procentuale)



Structura pe resurse a producției brute din SEN pentru vara 2025 (valori absolute)

ANEXA 2.7.3.



NTC ferme pentru aprilie 2025: licitatii lunare_v0

Valorile NTC fiabile pe granițele României în **aprilie 2025** licitații lunare

NTC	01 – 04.04	05 - 06.04	07 – 11.04	12 – 13.04	14-18.04	19-20.04	21-25.04	26-27.04	28-30.04
RO=>HU	900						1000		
HU=>RO	900						1000		
RO =>RS	1000								
RS =>RO	800								
RO=>BG	1900								
BG=>RO	1900								
RO=>UA	0								
UA=>RO	0								
RO=>MD	0								
MD=>RO	0								
RO export	3800						3900		
RO import	3600						3700		

a-JAO

a-JAO

a

a

a

a

a

a