

CUPRINS

1. INTRODUCERE	4
2. BALANȚELE DE PUTERE	5
2.1. Consumuri înregistrate în ziua caracteristică din vara 2023.....	5
2.2. Consumuri înregistrate în vara 2023.....	7
2.3. Valori de capacități nete de transfer	10
2.4. Evoluția necesarului de energie electrică în vara 2024	11
2.5. Consumul intern brut mediu lunar prognozat pentru vara 2024	12
2.6. Capacități de producție	13
2.7. Variantele de balanță.....	14
2.8. Servicii de sistem	15
3. REGIMURI STAȚIONARE DE FUNCȚIONARE A SEN	16
3.1. Schema de calcul	17
3.2. Variante de regimuri analizate	19
3.3. Analiza regimurilor de funcționare în schema N.....	20
3.3.1. Prezentarea CEE modelate	20
3.3.2. Prezentarea CEF modelate	21
3.3.3. Schema cu N elemente în funcțiune	21
3.3.4. Analiza regimurilor de funcționare în scheme cu retrageri	35
3.3.5. Analiză comparativă între regimurile analizate.....	36
3.4. MANAGEMENTUL CONGESTIILOR.....	37
3.5. Capacități nete de schimb ale SEN (NTC).....	37
3.5.1. Valori NTC sezoniere maxime negarantate	37
3.5.2. Valori NTC lunare/ sublunare ferme.....	39
3.6. Capacitatea disponibilă pentru comerțul transfrontalier în anul 2023	41
3.7. Capacitatea de racordare disponibilă pentru noi unități de producție	47
3.8. Impactul realizării stației 400 kV Reșița în soluție provizorie	50
4. VERIFICAREA STABILITĂȚII STATICE	54
4.1 Secțiunea S1	54
4.2. Secțiunea S2.....	55
4.3. Secțiunea S3.....	56
4.4. Secțiunea S4	56
4.5. Secțiunea S5.....	58
4.6. Secțiunea S6.....	60
5. VERIFICAREA STABILITĂȚII TRANZITORII.....	62
5.1. Verificarea stabilității tranzitorii a zonei Cernavodă.....	62
5.2. Verificarea stabilității zonei Porțile de Fier și a interconexiunii	62
5.3. Verificarea traseului de restaurare CHE Vidraru – CECC Brazi	62
6. CONCLUZII ȘI PROPUNERI DE MĂSURI	62
6.1. Propuneri pentru schema normală de funcționare	62
6.2. Concluzii privind regimurile staționare	68
6.3. Managementul congestiilor	71
6.4. Condiționări de regim	72
6.5. Capacitatea de racordare pentru noi unități de producție.....	73
6.6. Concluzii privind stabilitatea statică	73
6.7. Concluzii privind stabilitatea tranzitorie	73
6.8. Concluzii generale	73

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 2024
3.12	<i>confidențial</i>
4.1	<i>confidențial</i>
4.2	<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>
6.1	<i>confidențial</i>
6.2	<i>confidențial</i>

1. INTRODUCERE

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

Studiul prezintă analiza și planificarea operațională a funcționării SEN în condițiile de balanță precizate în temă pentru perioada de vară 2024 și propune pe baza calculelor, schema normală de funcționare pentru perioada analizată. Tema este prezentată în Anexa 1 și avizată în CTES cu aviz nr. 601/ 2023.

La elaborarea studiului s-a ținut cont de:

- Programul anual de retrageri echipamente din RET pentru anul 2024 (inclusiv linii de interconexiune);
- Programul anual de retrageri grupuri pentru anul 2024;
- informații referitoare la perioada analizată de la ELCEN privind prognoza puterilor prioritare și de la ROMGAZ referitoare la valorile puterilor contractate / estimate pentru unitățile dispecerizabile din CTE Iernut;
- informațiile primite de la Operatorii de Distribuție referitoare la consumatori (evoluție consum, puneri în funcțiune a unor stații noi în RED).

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

S-au făcut calcule ținând cont de nivelurile de consum, balanțele de producție și valorile soldului prognozate pentru perioada de timp considerată.

S-a considerat pentru perioada de vară o balanță de puteri cu o producție la vârf de 8500 MW, care acoperă un consum intern de 7500 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.

În analizele de regim s-a considerat funcționarea interconectată a sistemului continental ENTSO-E cu SE din Turcia, 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 funcționare cu producție mare în CEE;
- verificarea stabilității zonei Portile de fier și a logicii automatizărilor;
- verificarea dinamică a traseului de restaurare CHE Vidraru – CECC Brazi.

2. BALANȚELE DE PUTERE

2.1. Consumuri înregistrate în ziua caracteristică din vara 2023

Înregistrarea valorilor consumului intern brut pentru palierele caracteristice de funcționare în vara 2023 s-a făcut în ziua de miercuri 26 iulie 2023 (pentru vârful de dimineață, vârful de seară și golul de noapte) și în noaptea de 30 – 31 iulie 2023 (pentru golul de sărbătoare).

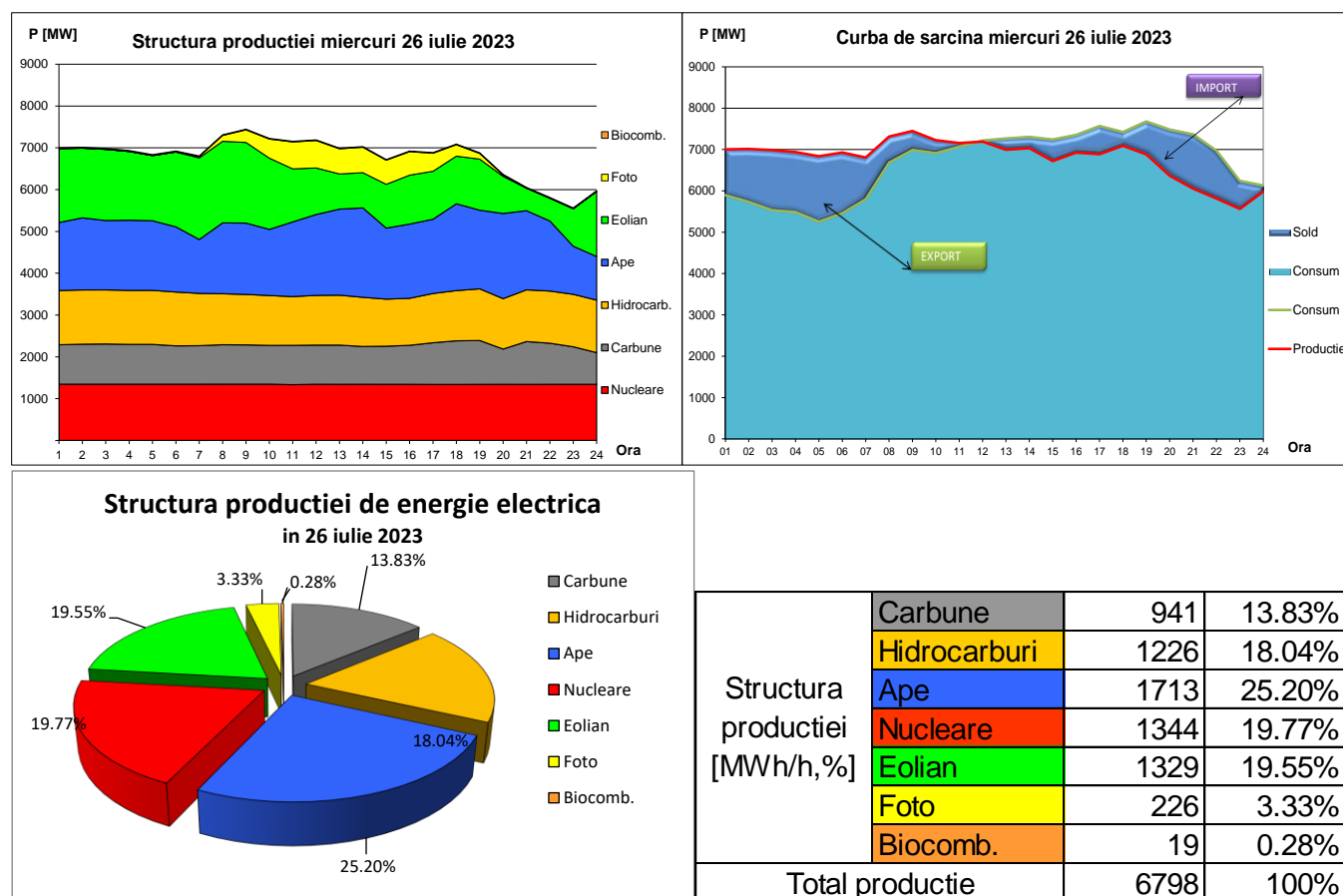
Valorile consumurilor înregistrate pe ansamblul SEN la palierele specifice în ziua caracteristică au fost:

26 iulie 2023

- vârful de dimineață: 7307 MW ora 14 (7568 MW ora 17);
- vârful de seară: 7628 MW ora 19;
- golul de noapte: 5425 MW ora 04 (5253 MW ora 05);

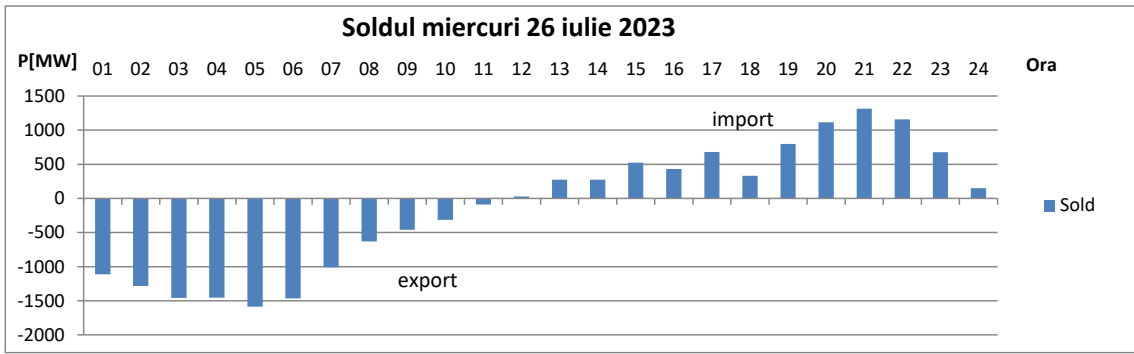
31 iulie 2023

- golul de sărbătoare: 4665 MW ora 04.

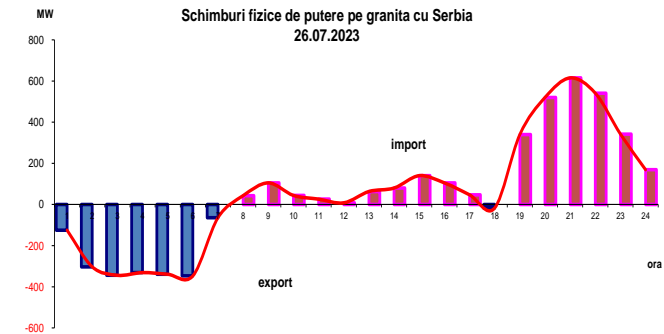
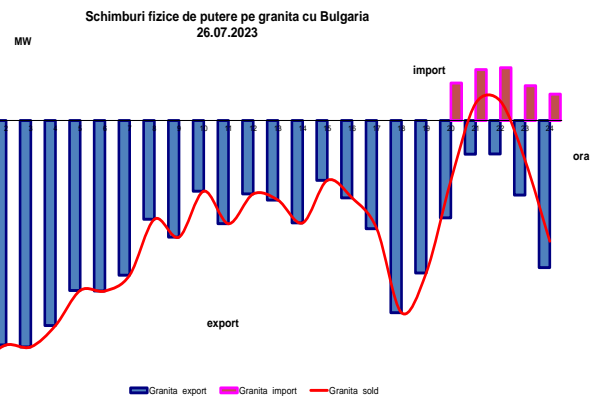
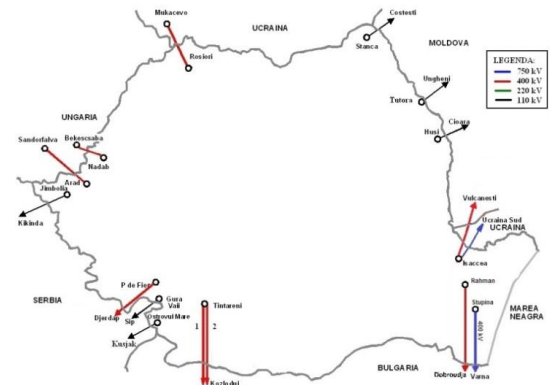
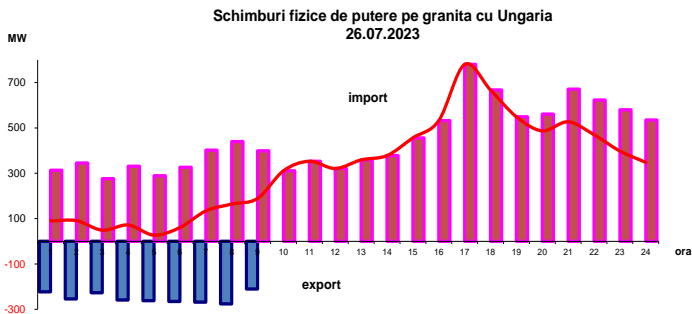
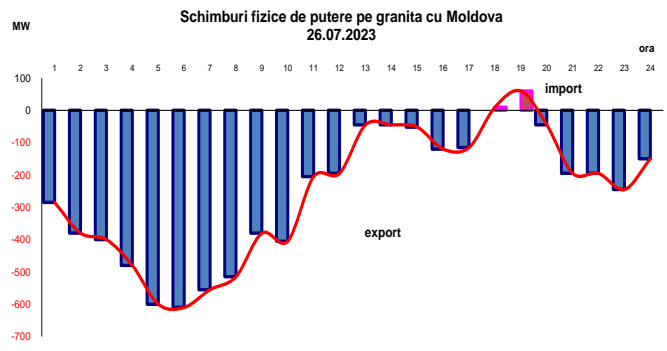
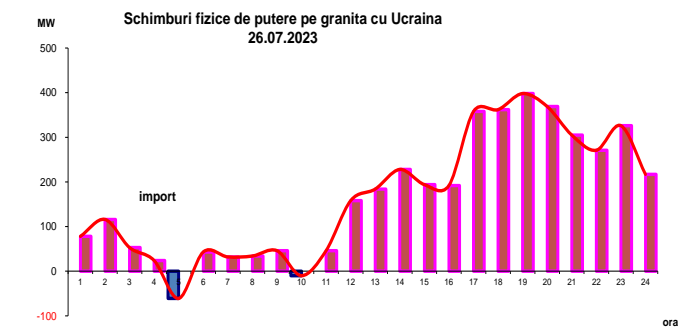


În data de 26 iulie 2023 soldul SEN a fost influențat de valoarea producției în centralele electrice eoliene, energia produsă în CEE reprezentând cca. 20% din energia electrică produsă în această zi, comparabil cu energia produsă în această perioadă de CNE Cernavodă. Soldul înregistrat pe liniile de interconexiune a fost de export în prima jumătate a zilei și de import în a doua parte a zilei.

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 schimburilor fizice pe granițe în ziua caracteristică de vară, 26 iulie 2023, este reprezentată în graficele de mai jos.



2.2. Consumuri înregistrate în vara 2023

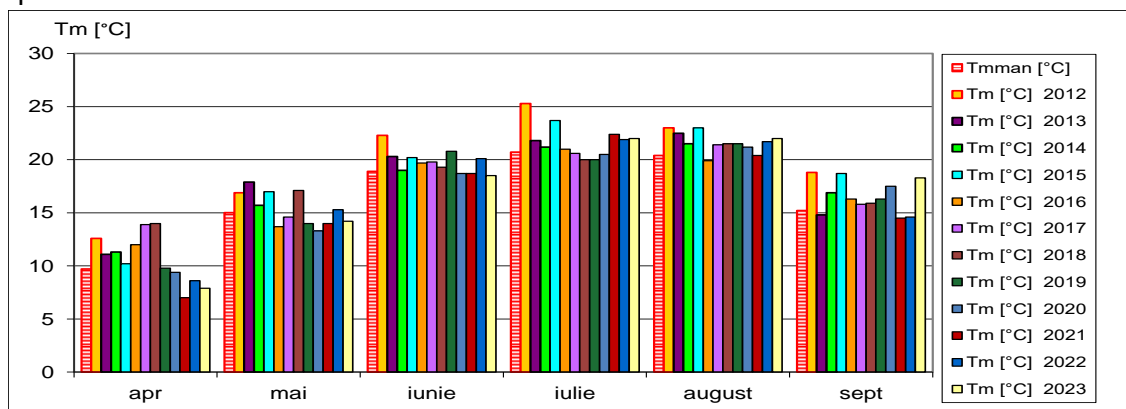
În ansamblul ei, vara 2023 a fost o vară normală. În primele 3 luni din perioada analizată temperatura medie a aerului a avut valori mai scăzute decât mediile lunare multianuale, iar în următoarele 3 luni temperatura medie a aerului a depășit cu mai mult de un grad mediile lunare multianuale. Cea mai mare abatere s-a înregistrat în luna septembrie când temperatura medie la nivel național, de 18,3°C, s-a situat pe al doilea loc în ierarhia celor mai ridicate temperaturi medii la nivel național, începând din 1961 și până în prezent. În lunile iulie și august temperatura medie a aerului a avut valori cu mult mai ridicate decât cele normale pe întreg teritoriul țării. S-au înregistrat averse cu descărcări electrice, dar și grindină pe zone restrânse. Pe alocuri fenomenele au căpătat aspect de vijelie cu rafale puternice de vânt. Indicele temperatură-umezeală (ITU) a atins sau a depășit pragul critic de 80 de unități în aproape toată țara.

Cantitățile totale de precipitații în vara 2023 au fost mai mici decât cele normale în cea mai mare parte a perioadei, excepție făcând luna aprilie 2023 când cantitățile totale de precipitații au fost mai mari decât cele normale în Dobrogea, sudul Banatului, cea mai mare parte a Moldovei și a Munteniei. Au fost și precipitații sub formă de lapoviță și ninsoare în zonele joase de relief, și în unele zile s-a produs brumă și îngheț la sol. Pe arii restrânse a căzut grindină atât în luna aprilie cât și în luna iunie.

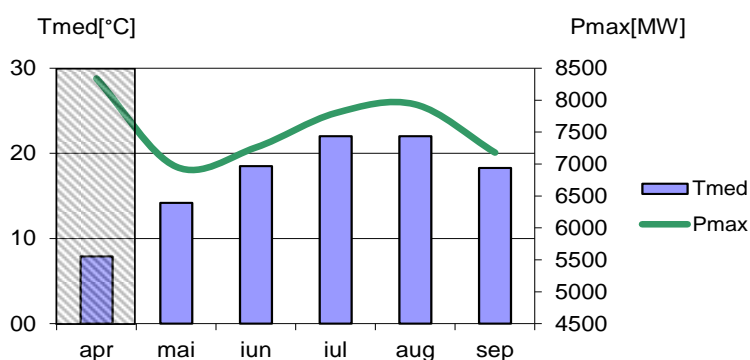
Luna	T _{mma} n [°C]	T _m [°C] 2012	T _m [°C] 2013	T _m [°C] 2014	T _m [°C] 2015	T _m [°C] 2016	T _m [°C] 2017	T _m [°C] 2018	T _m [°C] 2019	T _m [°C] 2020	T _m [°C] 2021	T _m [°C] 2022	T _m [°C] 2023
apr	9.7	12.6	11.1	11.3	10.2	12.0	13.9	14.0	9.8	9.4	7	8.6	7.9
mai	15	16.9	17.9	15.7	17.0	13.7	14.6	17.1	14.0	13.3	14	15.3	14.2
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
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
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
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

T_m- temperatura medie lunară

T_{m,m}- temp. medie lunara multianuală

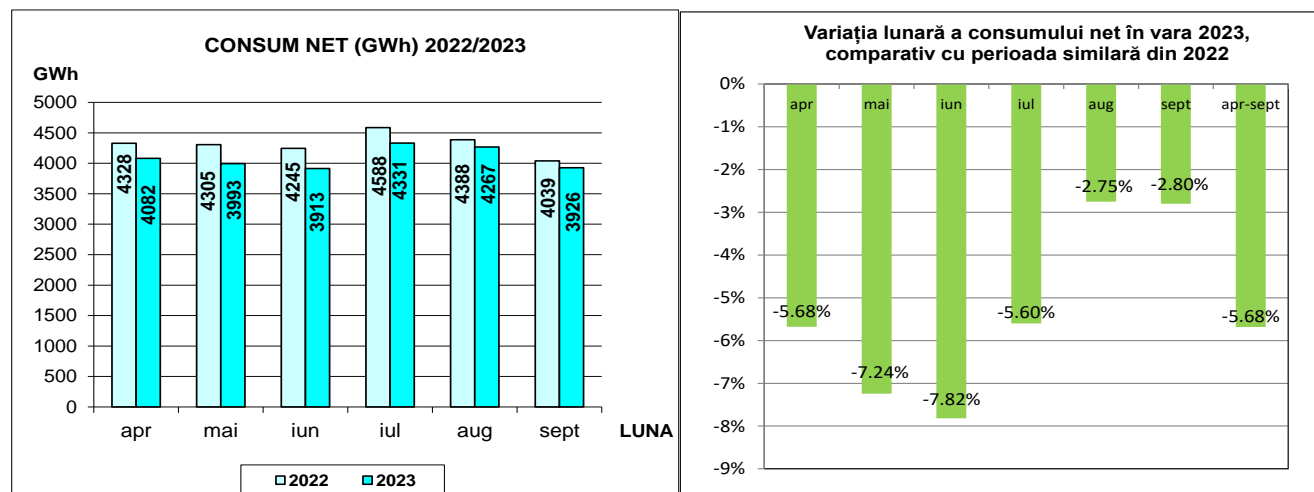


Curba sarcină – temperatură în vara 2023 confirmă dependența strânsă a consumului de temperatură.



Luna	Tmed	Pmax
apr	7.9	8339
mai	14.2	6957
iun	18.5	7259
iul	22.0	7798
aug	22.0	7933
sep	18.3	7179

Cea mai scăzută temperatură medie lunară este cea a lunii aprilie 2023, luna în care s-au înregistrat valori crescute ale consumurilor medii lunare la palierele de vârf de dimineață și de seară, aceste valori fiind apropiate de cele din luna august din perioada analizată. Prin comparație cu sezonul omolog precedent, consumul în luna aprilie s-a redus cu doar 5,68%, spre deosebire de următoarele 2 luni ale perioadei, în care consumul net a avut o scădere de peste 7%. Cele mai mici scăderi s-au înregistrat în lunile august și septembrie, de aproximativ 2,8%, menținându-se la valori specifice unor luni cu temperaturi comparabile.



La data de 30.06.2023 puterea instalată a prosumatorilor racordați în rețelele electrice de distribuție depășea valoarea 973 MW, iar la data de 01 ianuarie 2024 puterea instalată a depășit valoarea de 1440 MW. Acoperirea consumului de energie electrică din surse proprii în timpul zilei a făcut ca vârful de consum de dimineață să scadă sub valoarea vârfului de seară.

Tabelul 2.2.1 Consumuri înregistrate în vara 2023

[MW]

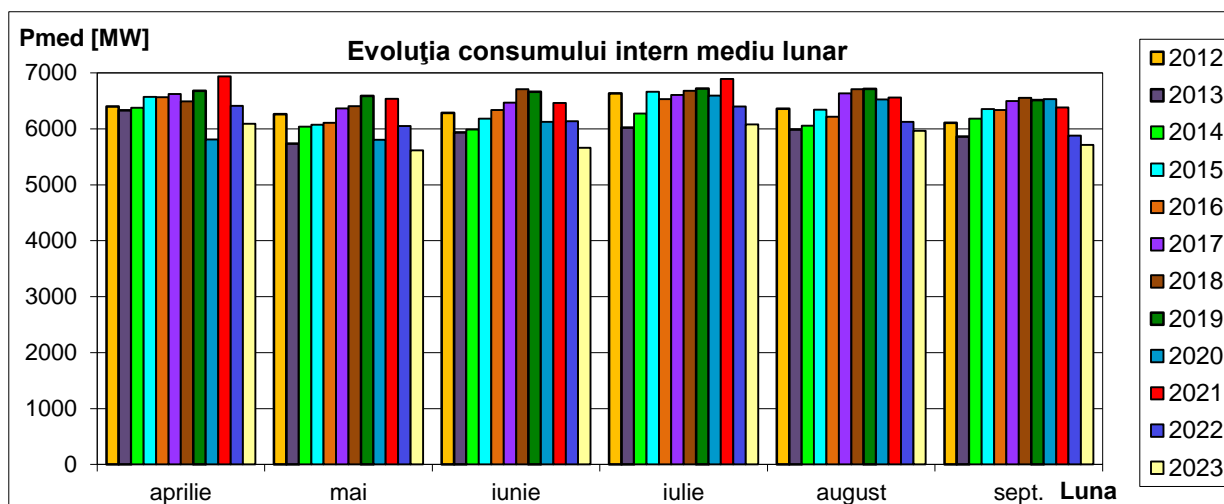
Palier consum Luna	VD-max/ ora		VD-med/ ora		VS-max/ ora		VS-med/ ora		GS-min/ ora		GS-med/ ora	
	Aprilie	7823	9	7387	10	7932	21	7454	21	4222	5	5063
Mai	7380	10	6943	10	7399	21	7043	21	4606	3	4803	2
Iunie	7980	13	7104	13	7569	20	6908	22	4644	2	4814	4
Iulie	8245	15	7460	14	8005	18	7253	18	4728	7	5072	4
August	7584	13	7114	13	7472	21	7101	21	4512	4	4767	3
Septembrie	7179	10	6665	10	7276	20	6972	20	4053	3	4519	3
Val.medie	7699		7112		7609		7122		4461		4840	

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

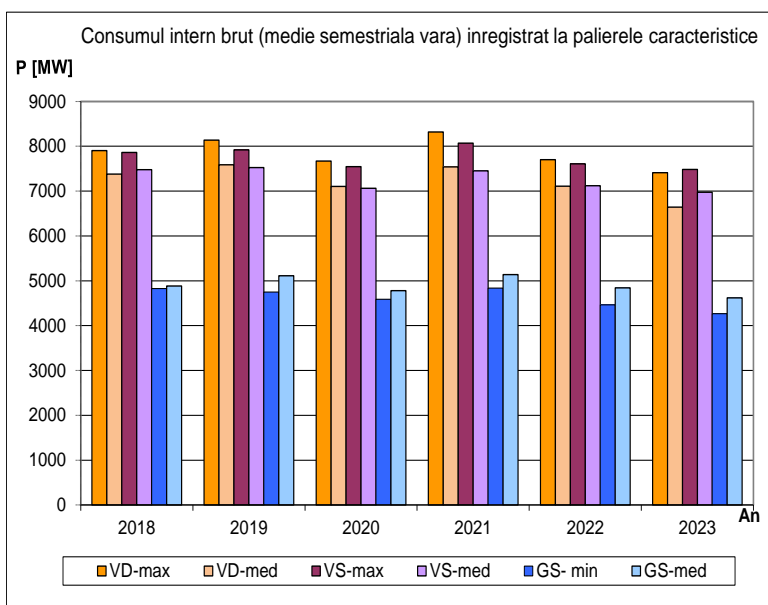
În luna aprilie s-au înregistrat atât valoarea maximă a consumului (medie orară) care a fost de 8339 MW în ziua de marți, 4 aprilie, la ora 10, cât și valoarea minimă a consumului, care a fost de 3954 MW în ziua de duminică, 16 aprilie, la ora 7.

Exceptând luna aprilie, valoarea maximă a consumului (medie orară) a fost de 7933 MW înregistrată în ziua de marți, 22 august, ora 21. Valorile minime lunare au scăzut, fiind de aproximativ 4300 MW, excepție făcând luna mai când scăderea a ajuns la 4076 MW în ziua de luni, 29 mai, ora 4. Consumul la palierul de gol de sărbătoare ca valoare medie lunară pentru acest sezon a fost de 4620 MW, cu 2,6 % mai mare decât prognoza.

Evoluția valorilor consumului mediu lunar (obținute din energii) din cele 6 luni considerate de vară din perioada 2023 este prezentată în graficul de mai jos:

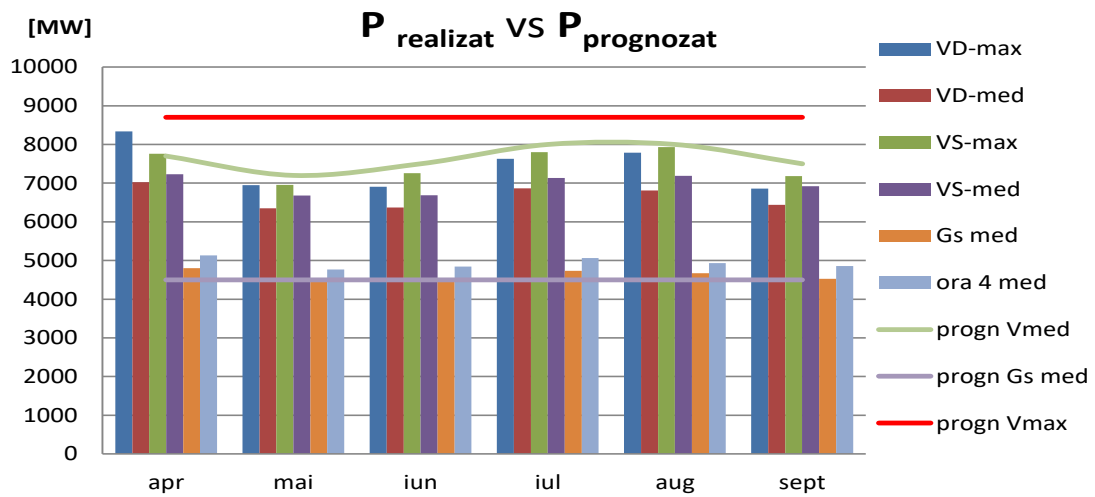


În tabelul și graficul următor este reprezentată variația consumului intern brut (medie semestrială) considerat pentru zilele lucrătoare înregistrat la palierele caracteristice. Se observă că în ultimul an raportul între consumul la vârful de dimineață și cel de seară s-a inversat. Acest fenomen s-a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

În cadrul analizei diagnozei valorilor de consum utilizate la studiul de vară 2023 s-a constatat că abaterea prognozei este pozitivă pentru palierul de vârf și negativă pentru gol, deci ipotezele se pot considera acoperitoare.



2.3. Valori de capacități nete de transfer

- În graficele de mai jos sunt reprezentate pentru cele 6 luni din semestrul de vara al anului 2023:
- 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 valorilor NTC (fig. 2.3.1).

Fig. 2.3.1 Valori NTC și programele orare de import și de export

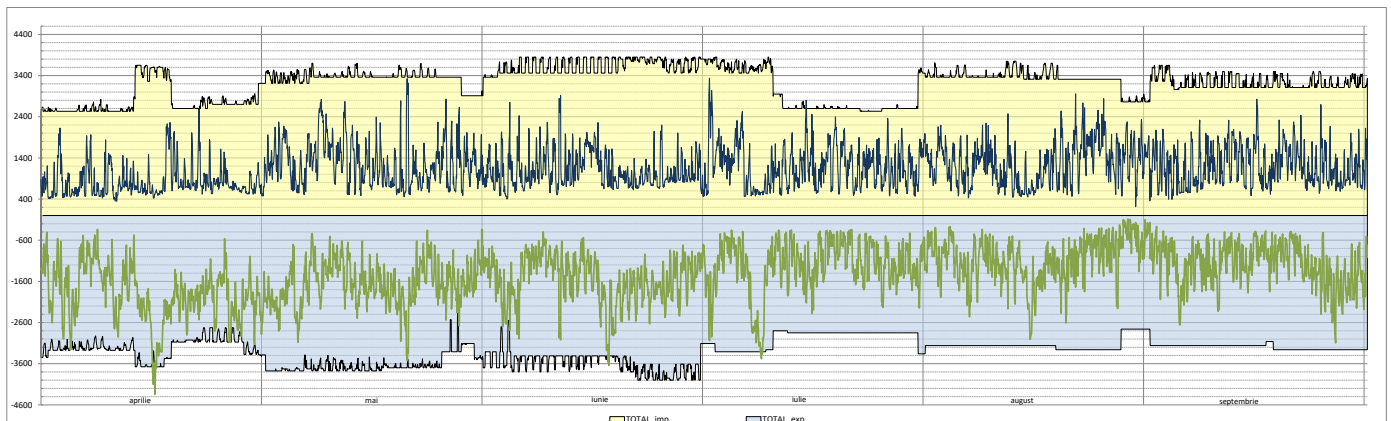
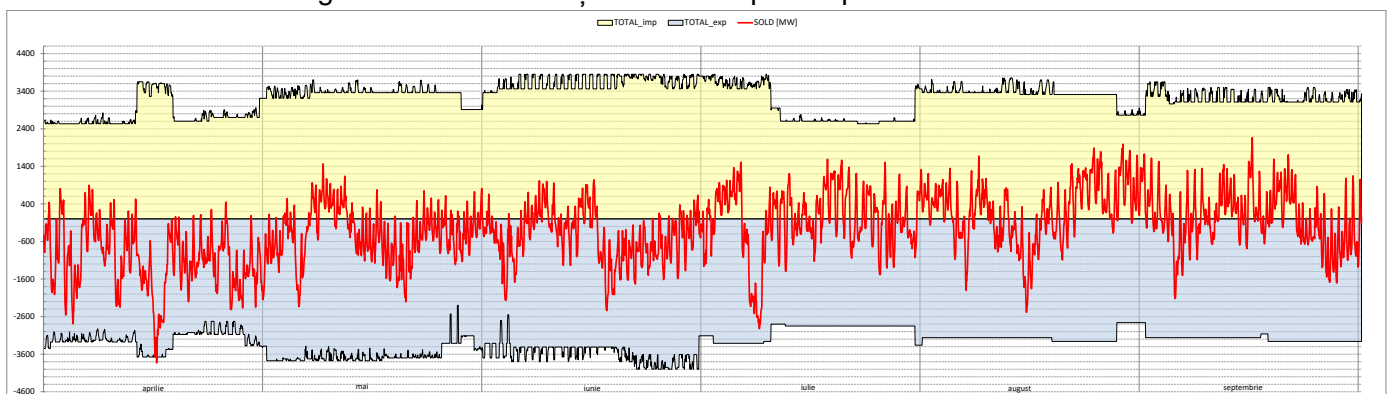


Fig. 2.3.2 Valori NTC și soldul orar pentru perioada analizată



Rezultatul soldării graficelor de schimb se încadrează în valorile NTC.

2.4. Evoluția necesarului de energie electrică în vara 2024

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, dar și scăderea puterii de cumpărare din România, determinată de creșterea prețurilor / inflației, etc.

Deși ritmul recuperării economice după criza provocată de izbucnirea pandemiei de Covid s-a mai atenuat în ultimul an, Produsul Intern Brut înregistrând o creștere de 2% în 2023, față de 4,1%, în 2022 și 5,9% în 2021, economia națională se menține, conform previziunilor oficiale, pe o traiectorie pozitivă și în 2024. Astfel, Comisia Națională de Strategie și Prognoză ia în calcul pentru 2024 o dinamică economică de 3,4%, iar Comisia Europeană de 2,9%.

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.

Deși consumul populației a continuat să scadă, consumului intern brut de energie electrică a înregistrat o creștere de peste 5% în luna ianuarie 2024, pe fondul recuperării parțiale a pierderii din economie din aceeași perioadă a anului 2023. Pe termen mediu însă, se estimează că această viteză de redresare a consumului nu va fi susținută, ținând cont și de efectul combinat al unor variabile 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), scăderea puterii de cumpărare.

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 realizate pe baza datelor disponibile, aportul de consum datorat electromobilității va fi de ≈157 GWh la nivelul anului 2024, vehiculele electrice de diferite categorii atingând un număr total de peste 61560.

În sens opus, creșterea numărului de prosumatori, a căror capacitate totală va depăși 2000 de MW până la finele anului 2024, are un efect de scădere asupra cererii de energie electrică reziduală, în special la palierele de vârf de vară.

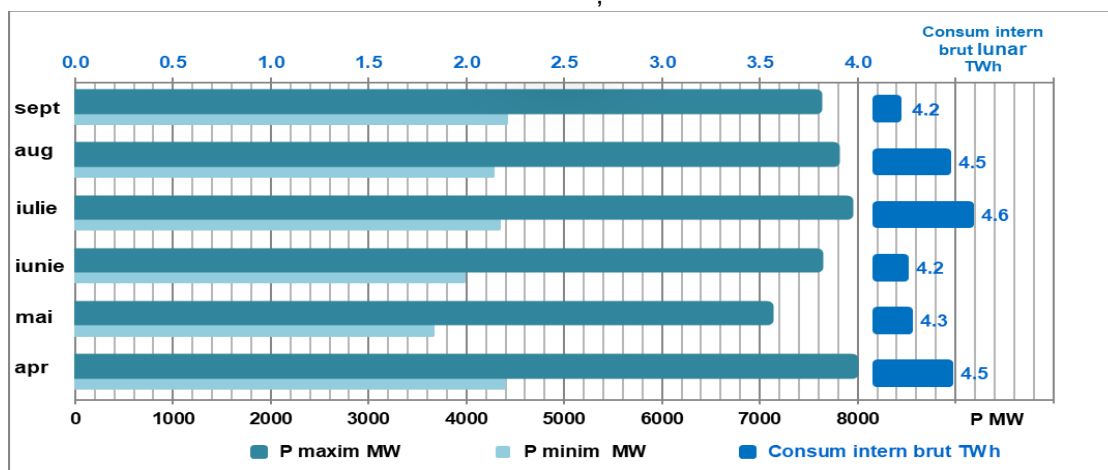
Scenariul de referință corespunzător evoluției consumului intern brut de energie electrică în perioada de vară a anului 2024, reprezentat în Tabelul 2.1.2.1 și grafic în Figura 2.4.1, a fost determinat din analiza curbelor de sarcină obținute cu programul DFT utilizat în cadrul ENTSO-E - Demand Forecast Toolbox, ce cuantifică și influența condițiilor climatice.

Pe baza datelor din PECD (Pan European Climate Database) – Baza de date disponibilă în cadrul ENTSO-E ce încorporează, pentru fiecare țară, date orare pentru 36 de ani diferiți din punct de vedere meteorologic, referitoare la temperatura aerului, precipitații, viteza medie a vântului și intensitatea radiației solare, au fost determinate limitele de variație ale consumului de energie electrică în funcție de condițiile climatice, pentru sezonul de vară 2024. Scenariul de referință modelat se încadrează în limitele de variație descrise de cei 36 de ani cu caracteristici climatice diferite reprezentate în PECD.

Tabel 2.4.1 Evoluția necesarului de energie electrică în vara anului 2024
Scenariul de referință

		Aprilie	Mai	Iunie	Iulie	August	Septembrie
Consum intern brut	TWh	4.5	4.3	4.2	4.6	4.5	4.2
Puteri de gol	MW	4385	3650	3970	4330	4270	4400
Puteri de vârf	MW	7950	7075	7590	7890	7750	7570

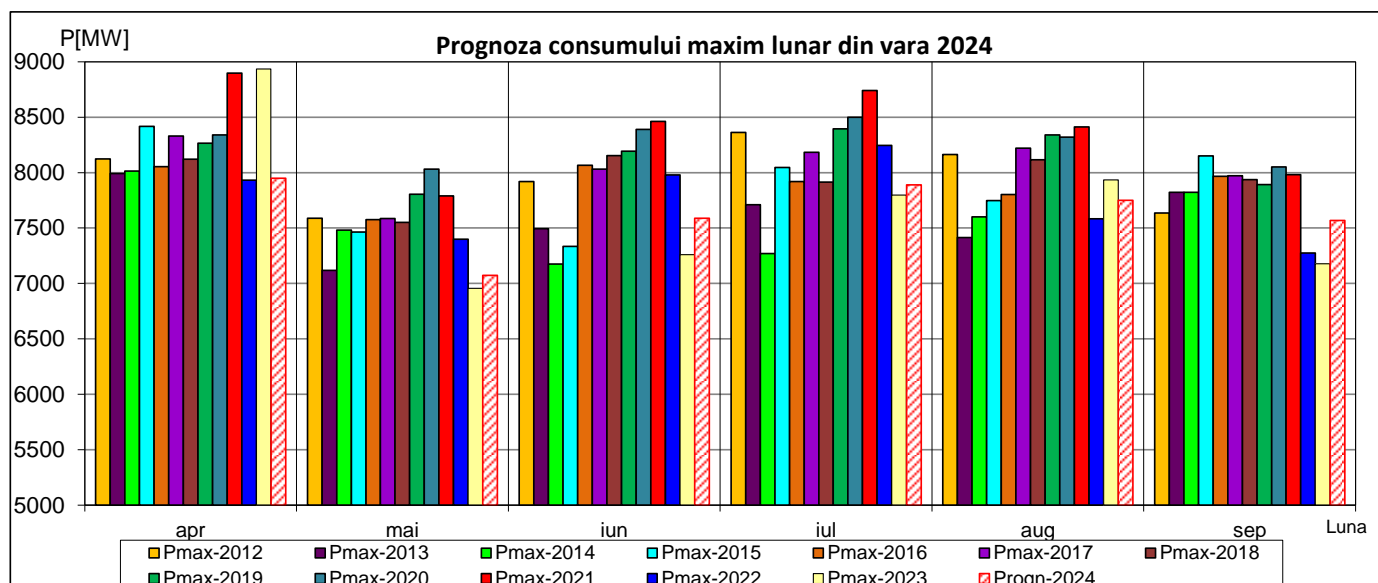
Figura 2.1.2.1 Evoluția consumului intern brut - valori minime, maxime și total lunar
Scenariul de referință – vara 2024



2.5. Consumul intern brut mediu lunar prognozat pentru vara 2024

Pentru stabilirea unui consum brut mediu pentru vara 2024 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 2024 sunt prezentate în continuare.

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	Progn-2024
apr	8122	7992	8014	8416	8054	8329	8120	8265	8340	8896	7932	8933	7950
mai	7589	7119	7481	7463	7576	7586	7551	7804	8030	7791	7399	6957	7075
iun	7919	7494	7176	7334	8065	8031	8152	8194	8390	8462	7980	7259	7590
iul	8363	7711	7271	8046	7920	8184	7915	8395	8500	8739	8245	7798	7890
aug	8164	7415	7601	7748	7802	8219	8116	8340	8320	8411	7584	7933	7750
sep	7636	7821	7822	8150	7966	7972	7936	7893	8050	7982	7276	7179	7570



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 6 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 (MW)	
					CEE	CEF		
B1	8700	7700	aprilie	VS	maxim admisibil	0	1400	1000
B2	5200	4400	aprilie-mai	GS	maxim admisibil	0	1400	800
B3	5400	7200	mai-iunie	VS	0	0	700	-1800
B4	8500	7500	iul-sep	VD	maxim admisibil	700	1400	1000
B5	7100	8500	iul-sep	VD	0	700	1400	-1400
B6	7625	7125	iul-sep	VD	1000	700	1400	500

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 în RET și RED 110 kV.

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 perioada de vară 2024, conform datelor primite de la departamentul RAF, obținute în baza informațiilor transmise de către producătorii de energie electrică, este prezentată în următor.

	Pi MW	Pnetă MW	Rpp MW	Pd MW
TOTAL SEN	18210	16311	1268	16981
<i>Total cărbune</i>	2762	1909	612	2151
din care C.E.Oltenia - lignit	1965	1395	418	1547
din care CEH SE Paroșeni - ulei	150	130	0	150
<i>Total hidrocarburi</i>	2684	2244	272	2424
<i>Total apă</i>	6643	6314	271	6380
<i>Total nucleară</i>	1413	1300	0	1413
<i>Total eoliană</i>	3027	2966	34	3001
<i>Total solară</i>	1544	1450	74	1479
<i>Total biomasă și biogaz</i>	138	126	5	133
<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 31.12.2023 este prezentată în tabelul următor.

Denumire operator de distribuție	Putere electrica instalată Pi [MW]
DELGAZ GRID	184.21
DISTRIBUTIE ENERGIE OLTENIA	228.51
REȚELE ELECTRICE MUNTENIA	195.77
REȚELE ELECTRICE BANAT	168.64
REȚELE ELECTRICE DOBROGEA	100.80
OMV PETROM	0.57

DEER MUNTENIA NORD	164.97
DEER TRANSILVANIA NORD	203.85
DEER TRANSILVANIA SUD	193.20
TETAROM	2.33
Total	1442.84

2.7. Variantele de balanță

Modul de acoperire a consumului intern brut și a soldului la diferite paliere de consum este prezentat în tabelul următor considerând diferite structuri ale puterii produse pe tipuri de combustibil.

La stabilirea grupurilor care participă la producția necesară acoperirii consumului și soldului, detaliată în anexa 2.7.1, s-a ținut cont de:

- Programul anual de retrageri grupuri pentru anul 2024, atât pentru grupuri termoelectrice cât și pentru grupuri hidroelectrice;
- Informațiile primite de la Operatorii de Distribuție referitoare la consum (evoluție consum, puneri în funcțiune a unor stații noi în RED).

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	Hidrocarb			
B1	8700	7700	VS	2890	0	40	1240	520	1400	2254	1000
B2	5200	4400	GS	1600	0	49	799	135	1400	997	800
B3	5400	7200	VS	0	0	40	960	635	700	2845	-1800
B4	8500	7500	VD	2891	700	40	894	580	1400	1790	1000
B5	7100	8500	VD max	0	700	50	1145	880	1400	2665	-1400
B6	7625	7125	MS	1000	700	30	990	1040	1400	2245	500

Balanța 1 este dedicată analizei comportamentului sistemului în luna aprilie 2024 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 vârf de seară în perioada 19 mai – 8 iulie 2024, când se oprește Unitatea 1 din CNE Cernavodă pentru lucrări de mentenanță planificată. Se consideră o perioadă cu temperaturi apropiate de valorile medii multianuale calendaristice și fără vânt. În aceste condiții este estimat un sold de 1800 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 de siguranță N-1 și cu asigurarea rezervelor pentru servicii de sistem. 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 vârf de dimineață în condiții de temperaturi ridicate (caniculă), fără vânt, vreme însorită și uscată. Soldul prognozat este de 1400 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 7125 MW la ora 11, dar este concepută o

structură optimă a producției din punctul de vedere al resurselor și cu o producție în CEE și CEF cu probabilitate mare. Soldul considerat este cel agreat cu partenerii de interconexiune de 500 MW export.

În anexele 2.7.1, 2.7.2, 2.7.3 sunt prezentate producțiile în centrale în cele 6 variante de balanță analizate la funcționarea SEN în vara 2024.

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, ci corespund unei situații de funcționare probabile, fiind valori luate în considerare pentru analiza circulațiilor de puteri, pentru calculele de stabilitate statică, precum și pentru a identifica restricțiile de rețea.

2.8. Servicii de sistem

confidențial

3. REGIMURI STAȚIONARE DE FUNCȚIONARE A SEN

Acest capitol are ca scop analiza regimurilor staționare de funcționare a SEN în perioada 01.04.2024 – 30.09.2024.

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 17.07.2024, ora 10:30 CET, iar pentru palierul de gol de sarcină s-a pornit de la modelul comun de rețea sezonier furnizat de grupa de lucru NM&FT, corespunzător zilei de 17.07.2024, ora 00:30 CET. Se menționează că modelele rețelelor externe pentru palierul de vârf și de gol de sarcină au fost prelucrate prin echivalarea rețelelor îndepărtate, cu păstrarea producțiilor importante din aceste țări.

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

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

Având în vedere balanțele producție – consum – sold estimate în regimurile analizate pentru vara 2024 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.

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 în funcționare, respectiv a condiționărilor de regim;
- debuclarea rețelei de 110 kV în toate zonele în care aceasta este în paralel cu rețeaua de 220 kV și 400 kV și respectarea criteriilor de siguranță și calitate a energiei electrice;
- identificarea necesităților de utilizare a benzii secundare de reactiv;
- identificarea unor valori maxime posibile ale producției CEE, 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 2024 (PAR 2024). 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:

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

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

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, se desfășoară etapizat lucrări succesive. Deoarece nu se estimează vreo punere în funcțiune, ipoteza considerată pentru schema de calcul este similară cu cea din sezonul precedent de iarnă 2023 – 2024 și anume: Trafo 3 (fost Trafo 1) – 250 MVA, 400/110 kV retras din exploatare, Trafo 2 nou – 250 MVA, 400/110 kV în funcțiune. LEA 400 kV Smârdan – Isaccea circ. 1 este disponibilă, iar LEA 400 kV Smardan – Isaccea circ. 2 este indisponibilă. Sunt necesare măsuri de regim: CLT 110 kV Smârdan în funcțiune între barele 2A și 2B 110 kV;

- Se consideră în funcțiune stația nouă 110/35 kV Ruginoasa în care este racordată CEE Ruginoasa 60 MW. Stația Ruginoasa este integrată în sistem intrare – ieșire în fosta LEA 110 kV Vatra – Târgu Frumos, rezultând LEA 110 kV Vatra – Ruginoasa și LEA 110 kV Ruginoasa – Târgu. Frumos.

- LEA 110 kV Războieni – Roman Nord, LEA 110 kV Vatra – Ruginoasa și LEA 110 kV Bârlad – Glăvănești se mențin în funcțiune din cauza deficitului mare de putere din zonele Iași și Vaslui;
- Bobinele de compensare 400 kV Gutinaș, Suceava sunt disponibile.

DET București:

- Stația 110 kV **Băltăgești**, racordată intrare – ieșire în LEA 110 kV Gura Ialomiței – Basarabi este echipată cu TC-uri cu $I_n=800$ A. S-a considerat în cadrul analizelor $I_{adm\ 30^\circ C}=485$ A pe LEA 110 kV Băltăgești – Gura Ialomiței, ținând cont de secțiunea conductoarelor active dintre celula LEA 110 kV Băltăgești până la stâlpul nr. 1 din stația Gura Ialomiței (185 mm²), deși de la stâlpul nr. 1 din stația 110 kV Gura Ialomiței până în stația 110 kV Băltăgești, conductorul activ are secțiune superioară;

- **RTh Medgidia Sud:**

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

În schema de calcul se consideră că liniile de interconexiune din Dobrogea, LEA 400 kV Rahman – Dobrudja și LEA 400 kV Stupina – Varna sunt racordate în stația 400 kV Medgidia Sud, astfel încât noile linii de interconexiune vor fi LEA 400 kV Medgidia Sud – Dobrudja și LEA 400 kV Medgidia Sud – Varna;

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

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

- Se funcționează cu:

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

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

- LEA 110 kV Stejaru – Mihai Viteazu deconectată.

- 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:

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

- **Rth Arefu:** retehnologizarea stației 220 kV este finalizată, se funcționează cu LEA 220 kV Bradu – Arefu și LEA 220 kV Arefu – Râureni, ambele unități de transformare disponibile;

- Stația **Slatina:**

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

- Bobinele de compensare din stațiile **Bradu, Urechești, Tântăreni** sunt disponibile.

- LEA 220 kV Bradu – Târgoviște circ. 1 este secționată în schema de calcul, datorită punerii în funcțiune a stației 220 kV **Rătești**, ce asigură evacuarea puterii din CEF Rătești (P=131 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 Sudrigiu în funcțiune la bara 1 – 110 kV și LEA 110 kV Vârfurile și LEA 110 kV Brad în funcțiune la bara 2 – 110 kV, făcând ipoteza că este remediată problema indisponibilității întreruptorului aferent BC 100 MVar din stația Oradea Sud, în urma căreia aceasta funcționează singura pe bara 2 – 400 kV, înseriată prin CT 400 kV, restul echipamentelor funcționând la cealaltă bara 1 – 400 kV;

- Consumatorul **Cuptoare** (Oțelu Roșu) alimentat radial din stația 110 kV Iaz este oprit;

- Consumatorii **Oțelărie Reșița** (alimentat prin LES din stația 220 kV Reșița) și **Oțelărie Hunedoara** (alimentat din stația 220 kV Pestiș) în funcțiune; Alimentarea de rezervă pentru Oțelărie Hunedoara este din stația 220 kV Hășdat;

- **RTh Reșița:**

Se consideră finalizate lucrările de retehnologizare a stației la nivelul de tensiune 220 kV și în funcțiune (pe o celulă mobilă racordată la bara 1 – 220 kV) provizoratul LEA 220 kV Reșița – Iaz circ. 2. LEA 220 kV Reșița – Iaz circ. 1 este considerată retrasă din exploatare. CT 220 kV Reșița provizorat și tronsoanele vechi de bare retrase definitiv din exploatare.

- **RTh Baru Mare:**

Continuă lucrările în stația de 220 kV care este retrasă din exploatare, astfel încât se funcționează cu LEA 220 kV Paroșeni – Hășdat provizorat.

Se consideră finalizată retehnologizarea stației 110 kV și desființate toate provizoratele realizate în ultima etapă a retehnologizării. Sunt puse în funcțiune LEA 110 kV Baru Mare – Oțelu Roșu, LEA 110 kV Baru Mare – Retezat – CHE Clopotiva, LEA 110 kV Oțelu Roșu - Rușchița - Retezat, LEA 110 kV Baru Mare – Lonea și LEA 110 kV Baru Mare – Pui CFR. Schema de funcționare în stația 110 kV Baru Mare este cu CT2A deconectată, CT2B și CL conectate, stațiile Paroșeni, Baru Mare și Hășdat fiind buclate prin rețeaua de 110 kV.

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

- Este în funcțiune LEA 110 kV Ciudanovița – Călnic provizorat, realizat prin șuntarea LEA 110 kV Reșița – Ciudanovița cu LEA 110 kV Reșița – Călnic;

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

DET Cluj:

- În schema de calcul, topologia secțiunii S4 se menține cu debuclare în RED 110 kV. LEA 110 kV Lechința – Deda se menține conectată ca în schema normală din sezonul de iarnă 2023 – 2024;

- S-a pus în funcțiune CEF **Glodeni** (48 MW), intrare - iesire în LEA 110 kV Ungheni – Reghin circ. 2;

- 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 debuclat 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 debuclată 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 capitolele de regimuri cu un echipament retras din exploatare și cu verificarea criteriului de siguranță (N – 1).

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

Modelarea CEE și CEF pentru calculele de regimuri staționare s-a făcut la tensiunea de 110 kV sau 400 kV unde este considerat punctul comun de conectare. La modelarea acestora s-a considerat banda de variație a puterii reactive corespunzând respectării cerinței privind $\cos \varphi$ în punctul comun de conectare, anume: $-0.95 < \cos \varphi < 0.95$ 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 reactiv cu rețeaua electrică.

3.2. Variante de regimuri analizate

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

Tabelul 3.1.

Regim	Tip palier	Palier consum [MW]	Prod. in CEE [MW]	Prod. in CEF [MW]	Prod. in CECC Petrom Brazi [MW]	Prod. in CNE [MW]	Sold export [MW]
R1	VS P	7700	**) 2983 ↘ 2890	0	<i>confidențial</i>	1400	1000
R2	GS P	4400	1500	0		1400	800
R3	VS V	7200	0	0		700	-1800
R4*)	VD V	7500	**) 2983 ↘ 2890	700		1400	1000
R5	VD V max (CEE=0)	8500	0	700		1400	-1400
R6	VD V sezonier	7125	1000	700		1400	500

*) 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 Gogosu, Porțile de Fier II, Remeți, Munteni, având puteri instalate mai mici de 50 MW. Celelalte centrale cu o putere instalată mai mică de 50 MW, inclusiv CEE și CEF, au fost modelate la bară 110 kV sau 400 kV pentru calculele de regim permanent.

3.3.1. Prezentarea CEE modelate

S-au modelat în regimuri CEE dispeceerizabile cu o putere instalată mai mare sau egală cu 5 MW aflate în exploatare la data de 01.01.2024. S-a considerat banda de variație a puterii reactive corespunzând respectării cerinței privind $\cos\varphi$ în punctul comun de conectare, anume: $-0.95 < \cos\varphi < 0.95$ pentru CEE. CEE dispeceerizabile modelate au fost considerate ca făcând parte din anumite **zone** de rețea, la care se va face referire pe parcursul studiului. În general, impactul producției CEE din fiecare zonă asupra circulațiilor de putere într-un anumit regim este comun. Gruparea pe zone permite luarea unei decizii de limitare a puterii produse de CEE în mod specific, doar pentru acele CEE care sunt influente asupra încărcării 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 neta [MW]
DET 1	371
DET 2	2559
DET 4	71
zona 110kV Constanța – Medgidia	601
<i>din care Harșova – Medgidia Sud – Constanța Nord</i>	<i>311</i>
zona Tulcea	487
zona 110kV Lacu Sarat, Smârdan	159
zona stațiilor 400/110 kV Stupina și Rahman	590
zona stației 400/110 kV Tariverde	585

zona Băltăgești – Gura Ialomiței	250
zona Moldova	240
zona Banat	71
Total SEN	2983

Se menționează că nu au fost modelate CEE nedispecerizabile, cuantumul puterii nete disponibile a acestora, la data de 01.01.2024, fiind aproximativ 183 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 respectivă și puterea disponibilă netă la 01.01.2024. S-a considerat bandă 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 palierului de vârf de dimineață R4, R5, R6 cu producție de 700 MW.

Tabelul 3.3.

DET	Pd. netă modelată [MW]
1	48
2	551
3	316
4	61
5	306
Total SEN	1251

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. 2983 MW la cca. 2892 MW, cu producție în CEF. 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 descrescătoare în tabelul următor.

	Denumire linie / sens circulație P			Circulație P[MW]
	de la		către	
L 220 kV	URECHEȘTI	-	TÂRGU JIU	223
L 220 kV	TÂRGU JIU	-	PAROȘENI	221
L 220 kV	PORȚILE DE FIER	-	REȘIȚA circ.1	202

L 220 kV	PORȚILE DE FIER	-	REȘIȚA circ.2	202
L 220 kV	PAROȘENI	-	BARU MARE	163
L 220 kV	BARU MARE	-	HAȘDAT	162
L 220 kV	BRAZI	-	TELEAJEN	153
L 220 kV	REȘIȚA	-	TIMIȘOARA circ.1	152
L 220 kV	REȘIȚA	-	TIMIȘOARA circ.2	152
L 220 kV	BUCUREȘTI SUD	-	FUNDENI circ.2	150
L 220 kV	BUCUREȘTI SUD	-	FUNDENI circ.1	150
L 220 kV	FILEȘTI	-	BARBOȘI	116
L 220 kV	MINTIA	-	ALBA IULIA	115
L 220 kV	STEJARU	-	GHEORGHENI	106
L 220 kV	DUMBRAVA	-	STEJARU	103
L 220 kV	GUTINAȘ	-	DUMBRAVA	85
L 220 kV	FOCȘANI VEST	-	GUTINAȘ	84
L 220 kV	TIMIȘOARA	-	SĂCĂLAZ	76
L 220 kV	TELEAJEN	-	STÂLPU	75
L 220 kV	IERNUT	-	CÂMPIA TURZII	73
L 220 kV	HĂȘDAT	-	MINTIA	73
L 220 kV	CLUJ FLOREȘTI	-	MĂRIȘELU	69
L 220 kV	PORȚILE DE FIER	-	CETATE circ.1	66
L 220 kV	PORȚILE DE FIER	-	CETATE circ.2	66
L 220 kV	IERNUT	-	BAIA MARE	64

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

	Denumire linie / sens circulație P			Circulație P[MW]
	de la		către	
L 400 kV	TULCEA VEST	-	ISACCEA	764
L 400 kV	ISACCEA	-	VULCĂNEȘTI	573
L 400 kV	GURA IALOMIȚEI	-	BUCUREȘTI SUD	565
L 400 kV	SMÂRDAN	-	GUTINAȘ	532
L 400 kV	CERNAVODĂ	-	PELICANU	515
L 400 kV	BUCUREȘTI SUD	-	DOMNEȘTI	479
L 400 kV	PELICANU	-	BUCUREȘTI SUD	414
L 400 kV	ISACCEA	-	SMÂRDAN circ.1	368
L 400 kV	TARIVERDE	-	TULCEA VEST	356
L 400 kV	MEDGIDIA SUD	-	DOBRUDJA	353
L 400 kV	SIBIU SUD	-	IERNUT	351
L 400 kV	ȚÂNȚĂRENI	-	SIBIU SUD	347
L 400 kV	MEDGIDIA SUD	-	VARNA	345
L 400 kV	CONSTANȚA NORD	-	CERNAVODĂ	275
L 400 kV	CERNAVODĂ	-	GURA IALOMIȚEI circ. 3	271
L 400 kV	IERNUT	-	GĂDĂLIN	228
L 400 kV	TARIVERDE	-	CONSTANȚA NORD	228

L 400 kV	GUTINAȘ	-	BRAȘOV	227
L 400 kV	RAHMAN	-	ISACCEA	224
L 400 kV	BRAȘOV	-	SIBIU SUD	222
L 400 kV	ȚÂNȚĂRENI	-	BRADU	220
L 400 kV	CERNAVODĂ	-	GURA IALOMIȚEI circ. 4	206
L 400 kV	SIBIU SUD	-	MINTIA	202
L 400 kV	LACU SĂRAT	-	SMÂRDAN	202
L 400 kV	CERNAVODĂ	-	GURA IALOMIȚEI circ. 1	199
L 400 kV	ISACCEA	-	LACU SĂRAT	196
L 400 kV	MINTIA	-	ARAD	189
L 400 kV	URECHEȘTI	-	DOMNEȘTI	187
L 400 kV	GURA IALOMIȚEI	-	LACU SĂRAT	185
L 400 kV	PORTILE DE FIER	-	SLATINA	179
L 400 kV	GUTINAȘ	-	BACĂU SUD	166
L 400 kV	URECHEȘTI	-	ȚÂNȚĂRENI	156
L 400 kV	STUPINA	-	ISACCEA	155
L 400 kV	BACĂU SUD	-	ROMAN NORD	146
L 400 kV	DOMNEȘTI	-	BRAZI VEST	144
L 400 kV	ARAD	-	NĂDAB	133
L 400 kV	GĂDĂLIN	-	ROȘIORI	132
L 400 kV	STUPINA		MEDGIDIA SUD	129
L 400 kV	BRADU		BRAȘOV	126
L 400 kV	PORTILE DE FIER	-	URECHEȘTI	121
L 400 kV	BRAZI VEST	-	DÂRSTE	116
L 400 kV	ROMAN NORD	-	SUCEAVA	99

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 primelor 11 linii 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 capabilitate 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 $-0.95 < \cos\varphi < 0.95$ 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.

În *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 2024. Palierul de consum este 4400 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 folosit 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 de siguranță N-1 au fost necesare următoarele măsuri:

- conectarea tuturor bobinelor de compensare disponibile din SEN;
- reglarea tensiunilor la bornele generatoarelor;
- modificarea ploturilor de funcționare ale unităților de transformare de sistem;
- *confidențial*; se menționează că CHE Lotru este considerat *confidențial*, iar în CHE Vidraru *confidențial*

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

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 1800 MW. Producția în CEF și CEE este de 0 MW și este considerat un singur grup în funcțiune la CNE Cernavodă.

Este caracterizat prin depășiri ale nivelului de tensiune în zonele de rețea din Moldova, Dobrogea, București în regimul cu N elemente în funcțiune. Pentru menținerea tensiunilor în limitele admisibile au fost necesare măsuri de comutare a ploturilor unităților de transformare, modificarea tensiunii impuse la bornele unor generatoare și de conectarea tuturor bobinelor de compensare. Setul de bobine în funcțiune la R3 este prezentat în *confidențial*.

Regimul de varf R5

Regimul R5 este un regim de vârf dimineață maxim corespunzător lunilor de vară. Palierul de consum este 8500 MW, în condițiile unui sold de import de 1400 MW.

Producția în CEF este de 700 M și în CEE este de 0 MW.

Regimul R5 este caracterizat prin tensiuni ridicate în zonele de rețea din Moldova și Dobrogea pentru care au fost necesare măsuri de comutare a ploturilor unităților de transformare și de conectare a unor bobine de compensare, în plus față de regimul R4 (în stațiile Mintia 400 kV, Dârste 400 kV, Fundeni 110 kV, Isaccea 400 kV). Setul de bobine în funcțiune la R5 este prezentat în *confidențial*.

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 pentru astfel:

➤ Pentru stațiile care nu sunt în interiorul secțiunilor caracteristice S3, S4, S5 s-au stabilit pentru regimul de funcționare de vârf (R4) 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 2024, 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 2024;

sau

- se vor aplică 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-uri 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 3 – 250 MVA, 400/110 kV Smârdan (fost Trafo 1) retras din exploatare;

- **DET București:**

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

- **DET Craiova:**

AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Ișalnița, AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Craiova Nord, 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, AT4 – 400 MVA, 400/220 kV Bradu;

- **DET Timișoara:**

AT2 – 200 MVA 220/110 kV Hășdat, AT2 – 200 MVA 220/110 kV Iaz, AT1 – 200 MVA 220/110 kV Pestis, AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Mintia, AT4 – 400 MVA, 400/220 kV Mintia;

- **DET Cluj:**

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

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

Tabelul 3.7.

Menținere în rezervă	DET	Măsuri de regim
AT4 – 200 MVA, 220/110 kV Gutinaș	1	AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Borzești și AT3 – 200 MVA, 220/110 kV Gutinaș în funcțiune
AT2 – 200 MVA, 220/110 kV FAI	1	AT1 – 200 MVA, 220/110 kV FAI și AT 200 MVA, 220/110 kV Munteni în funcțiune
AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Dumbrava	1	AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Dumbrava în funcțiune
Trafo 4 – 250 MVA, 400/110 kV Gura Ialomței	2	Trafo 3 – 250 MVA, 400/110 kV Gura Ialomței în funcțiune
AT2, AT3 – 200 MVA, 220/110 kV Turnu Măgurele	2	AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Turnu Măgurele, AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Ghizdaru în funcțiune
AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Ghizdaru	2	AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Ghizdaru în funcțiune
AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Ișalnița	3	AT1 – 200 MVA 220/110 kV Ișalnița, AT – 200 MVA, 220/110 kV Urechești, AT – 200 MVA, 220/110 kV Sărdănești și AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Craiova Nord în funcțiune
AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Bradu	3	AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Bradu în funcțiune
AT4 – 400 MVA, 400/220 kV Bradu	3	AT3 – 400 MVA, 400/220 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, AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Bradu, AT 200 MVA, 220/110 kV Pitesti Sud în funcțiune
AT – 200 MVA, 220/110 kV Târgu Jiu Nord	3	AT – 200 MVA, 220/110 kV Sărdănești, AT – 200 MVA, 220/110 kV Urechești în funcțiune
AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Grădiște	3	AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Grădiște, Trafo 250 MVA, 400/110 kV Drăgănești Olt în funcțiune
AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Pestiș	4	AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Pestiș și AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Mintia în funcțiune
AT2 – 200 MVA 220/110 kV Hășdat	4	AT1 – 200 MVA 220/110 kV Hășdat în funcțiune
AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Mintia	4	AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Mintia și AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Pestiș în funcțiune
AT4 – 400 MVA, 400/220 kV Mintia	4	AT3 – 400 MVA, 400/220 kV Mintia în funcțiune
AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Iaz	4	AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Iaz în funcțiune
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
AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Gheorgheni	5	AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Gheorgheni în funcțiune

Mentținere în rezervă	DET	Măsurile de regim
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:

- 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 3 (fost Trafo 1) – 250 MVA, 400/110 kV Smârdan nu este considerat în funcțiune. Trafo 2 nou (actual Trafo 2) – 250 MVA, 400/110 kV Smârdan este considerat în funcțiune;
- Trafo 1 – 250 MVA, 400/110 kV Medgidia Sud este dezlegat de la rețea;
- AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Bradu și AT3 – 400 MVA, 400/220 kV Bradu sunt în funcțiune;
- AT3 și AT4 400 MVA, 400/110 kV Lacu Sărat în funcțiune;
- AT1 și AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Turnu Severin Est sunt 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 CLA 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 tensiunea a:

- LEA 400 kV Cluj Est – Gădălin, se deconectează postvarie Trafo 7 – 250 MVA, 400/110 kV Cluj Est (și invers);
- LEA 400 kV Roman Nord – Suceava, se deconectează postvarie Trafo 2 – 250 MVA 400/110 kV Suceava (și invers);
- LEA 220 kV Stâlpul – Teleajen, se deconectează postvarie AT – 200 MVA, 220/110 kV Stâlpul (și invers);
- LEA 220 kV Roșiori – Vetis, se deconectează postvarie AT – 200 MVA, 220/110 kV Vetis (și invers);
- LEA 220 kV Bradu – Pitești Sud, se deconectează postvarie AT – 200 MVA 220/110 kV Pitești Sud (și invers);
- LEA 220 kV Cetate – Calafat, se deconectează postvarie 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 conectează LEA 110 kV Argeș Sud – Jiblea, LEA 110 kV Valea Danului – CHE Cornetu – derivație CHE Gura Lotrului. LEA 110 kV Poiana Lacului – Căzănești este deconectată în schema de calcul, dar poate fi conectată pentru un nivel ridicat al producției în CHE din zonă.

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

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

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 Cogealac 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 $I_{adm}=120\%*I_{TC}$, unde $I_{TC}=800 A$. Dacă producția este mai mare decât acest prag, atunci postvarie, 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 - Hoghiz 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 seară zi de lucru primăvara, corespunzător lunii aprilie.

Palierul de consum este de 7700 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 anexa 3.9.

D3 Pentru schema cu N elemente în funcțiune:

- se limitează *confidențial* pentru reducerea curentului pe LEA 110 kV Gura Ialomiței – Băltăgești, *confidențial*;
- se limitează *CEETopolog și CEE Corugea confidențial* pentru reducerea curentului pe LEA 110 kV Topolog – Tulcea Vest, *confidențial*;

D4 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.

Contingența critică este declanșarea LEA 110 kV Medgidia Nord – Medgidia 1, care încarcă LEA 110 kV Mircea Vodă – Medgidia Sud. Se menționează că aceasta din urmă este limitată de TC – ul din stația 110 kV Medgidia Sud.

Limitarea producției *confidențial* este de cca *confidențial*, situație care corespunde unui excedent maxim admisibil al acestei zone de cca. *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:

- LEA 220 kV București – Fundeni circ. 1 (circ. 2) la declanșarea LEA 220 kV București – Fundeni circ. 2 (circ. 1);
- AT3 (AT4) – 400 MVA, 400/220 kV București Sud la declanșarea AT4 (AT3) – 400 MVA, 400/220 kV București Sud;
- AT3 și AT4 – 400 MVA, 400/220 kV București Sud la declanșarea LEA 400 kV Domnești – București Sud;
- AT3 – 400 MVA, 400/220 kV Brazi Vest la declanșarea AT3 (AT4) – 400 MVA, 400/220 kV Bradu.

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 bobine de compensare disponibile din stațiile 400 kV Roșiori, București Sud, Țânțăreni (una din două), Urechești, Suceava, Cernavodă. Aceste măsuri conduc la un regim admisibil pentru o temperatură de cca. 30°C, fiind necesare doar aplicarea de măsuri postvarie în cazul declanșărilor care au ca efect încărcarea unor unități de transformare.

Pentru descărcarea liniei LEA 220 kV București – Fundeni circ. 1 (circ. 2) la declanșarea declanșarea LEA 220 kV București – Fundeni circ. 2 (circ. 1) se deconectează LEA 110 kV Pipera – Băneasa circ. 2. De asemenea, măsura aplicată conduce la descărcarea AT3 – 400 MVA, 400/220 kV Brazi Vest de la 112 % la 110 %.

Reducerea preventivă a producției în CEE de la cca. 2980 MW la cca. 2890 MW este identificată că fiind cea mai mică posibilă în condițiile schemei de calcul și în ipoteza de palier de consum (7700 MW) și sold (export 1000 MW) considerată.

În regimul R1 sunt necesare măsuri postvarie:

Contingență	Element critic	Depășire	Măsuri postavarie
LEA 400 kV Domnești – București Sud	AT4 și AT3 – 400 MVA, 400/220 kV București Sud	104,5% S _n	- se verifică că sunt conectate LEA 110 kV Pogoanele – Jugureanu și LEA 110 kV Valea Călugărească – Urziceni.
AT3 (AT4) – 400 MVA, 400/220 kV București Sud	AT4 (AT3) – 400 MVA, 400/220 kV București Sud	122,8% S _n	- se verifică că sunt conectate LEA 110 kV Pogoanele – Jugureanu, LEA 110 kV Valea Călugărească – Urziceni, CT 110 kV Liești și LEA 110 kV Liești – Hanu Conachi; - se conectează și LEA 110 kV Râmnicu Sărat – Costieni; - se conectează CT 110 kV Turnu Măgurele; După aplicarea acestor măsuri topologice, încărcarea scade la 110.6 % S _n . - se limitează <i>confidențial</i> ; Total reducere postavarie: <i>confidențial</i> .
AT3 (AT4) – 400 MVA, 400/220 kV Bradul aflat în funcțiune	AT3 – 400 MVA, 400/220 kV Brazi Vest	111,2% S _n	- se conectează AT4 (AT3) – 400 MVA, 400/220 kV Bradul aflat în rezervă.

D6 În regimul R1 deficitul zonelor din București sunt:

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

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

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

Regim R2

D1 Regimul R2 este un regim de gol de noapte mediu pentru o zi de sărbătoare corespunzător lunilor aprilie – mai, din punct de vedere al palierului de consum și acoperirii acestuia, dar este asimilat întregului sezon de vară 2024. Palierul de consum este 4400 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 de siguranță (N-1) au fost necesare următoarele măsuri:

- conectarea tuturor bobinelor de compensare disponibile din SEN;
- reglarea tensiunilor la bornele generatoarelor;
- nu a fost necesară *confidențial*; se menționează că CHE Lotru este considerat cu o producție *confidențial*, iar 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 Roman Nord – Bacă Sud,
- LEA 220 kV Gutinaș – FAI,
- LEA 400 kV Gutinaș – Bacău Sud,

- LEA 400 kV Domnești – Urechești,
- LEA 220 kV București Sud – derivație Mostiștea – Ghizdaru.

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

D5 În regimul R2 deficitul zonelor din București sunt:

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

D6 În regimul R2 excedentele / deficitul 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 1800 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 depășiri ale nivelului de tensiune în zonele de rețea din Moldova, Dobrogea, București în regimul cu N elemente în funcțiune. Pentru menținerea tensiunilor în limitele admisibile au fost necesare măsuri de comutare a ploturilor unităților de transformare, modificarea tensiunii impuse la bornele unor generatoare și de conectarea unor bobine de compensare. Setul de bobine în funcțiune la R3 este prezentat în anexa 3.9.

D3 În regimul R3 la verificarea criteriului (N-1) în RET în schema cu N elemente în funcțiune sunt necesare măsuri postvarie.

Contingență	Element critic	Depășire	Măsuri postvarie
Trafo 1 (Trafo 2) 250 MVA, 400/110 kV Domnești	Trafo 2 (Trafo 1) 250 MVA, 400/110 kV Domnești	118% S_n	- se conectează CTA sau CTB 110 kV între secțiile de bare 110 kV 1A – 2A sau 1B – 2B

D4 În regimul R3 deficitul zonelor din București sunt:

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

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

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

Regim R4

D1 Regimul R4 este un regim de dimineață pentru zi lucrătoare, corespunzător perioadei iulie 2023 - septembrie 2024. Palierul de consum este 7500 MW, în condițiile unui sold de export de 1000 MW. Producția CEF este 700 MW. Producția CEE se determină 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 (a se vedea tabelele 3.2. și 3.3., 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;

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
	1087								
	CEE Peștera, Chirnogeni, Cobadin, Pecineaga 2, Mihai Viteazu (1 și 2)	Hârșova – Medgidia Sud – Constanța Nord	Tulcea						
P _{inst.CEE} (disp.net)	289	311	487	159	585	590	250	312	2983

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 – Băltăgești, *confidențial*;

- se limitează *confidențial*, pentru reducerea curentului pe LEA 110 kV Topolog – Tulcea Vest, *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.

Contingența critică este declanșarea LEA 110 kV Medgidia Nord – Medgidia 1, care încarcă LEA 110 kV Mircea Vodă – Medgidia Sud. Se menționează că aceasta din urmă este limitată de TC – ul din stația 110 kV Medgidia Sud.

Limitarea producției *confidențial* este de cca. *confidențial*, situație care corespunde unui excedent maxim admisibil al acestei zone de cca. *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;
- Se menționează că AT1 (AT2) 200 MVA, 220/110 kV București Sud se încarcă la cca. 100% Sn la declanșarea AT2 (AT1) 200 MVA, 220/110 kV București Sud.

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 bobine de compensare disponibile din Roșiori, București Sud, Țânțăreni (1 din 2), Urechești, Suceava, Cernavodă (1 din 2). 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.

Se menționează că în regimul fără declanșări (N elemente în funcțiune), circulația pe LEA 400 kV Gutinaș – Smârdan este de cca. 530 MW (757 A), pe LEA 400 kV Isaccea – Vulcănești este de cca. 574 MW (816 A), ca urmare nu a fost necesară conectarea LEA 110 kV Pogoanele – Jugureanu, a LEA 110 kV Valea Călugărescă – Urziceni sau a CT 110 kV Liești. Se menționează că LEA 110 kV Liești – Hanu Conachi este deconectată.

Reducerea preventivă a producției de la cca. 2980 MW la cca. 2890 MW este identificată că fiind cea mai mică posibilă în condițiile schemei de calcul și în ipoteza de palier de consum (7500 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 2021-2022	Vara 2022	Iarna 2022-2023	Vara 2023	Iarna 2023-2024	Vara 2024
$P_{\max adm} CEE$ [MW]	2825	2783	2840	2783	2853	2890
Sold export [MW]	600	1000	700	1000	700	1000
P_c [MW]	9400	8400	9300	7500	8700	7500

Se menționează că s-au desfășurat reconducătorări noi față de precedentul studiu semestrial, care au condus la o limitare preventivă mai mică a producției CEE din zona 110 kV Hârșova – Medgidia Sud – Constanța Nord.

Consumul combinatului Liberty Galați în sezonul analizat este considerat de cca. *confidențial*, 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	Dobrogea 110 kV			Lacu Sărat, Smârdan 110 kV	Tariverde	Stupina, Rahman	Băltăgești Gura Ialomiței	Moldova Banat	SEN
	<i>confidențial</i>								
MW	CEE Peștera, Chirnogeni, Cobadin, Pecineaga 2, Mihai Viteazu (1 și 2)	Hârșova – Medgidia Sud – Constanța Nord	Tulcea						
$P_{\max.CEE}$	289	<i>confidențial</i>	<i>confidențial</i>	159	585	590	<i>confidențial</i>	312	cca. 2892

Zone	Dobrogea 110 kV			Lacu Sărat, Smârdan 110 kV	Tariverde	Stupina, Rahman	Băltăgești Gura Ialomiței	Moldova Banat	SEN
	<i>confidențial</i>								
%	CEE Peștera, Chirnogeni, Cobadin, Pecineaga 2, Mihai Viteazu (1 și 2)	Hârșova – Medgidia Sud – Constanța Nord	Tulcea						

$P_{max.CEE}$	100	confidențial	confidențial	100	100	100	confidențial	100	96.9
---------------	-----	--------------	--------------	-----	-----	-----	--------------	-----	------

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	111,7% S_n	- se conectează LEA 110 kV Pogoanele – Jugureanu, LEA 110 kV Valea Călugărească – Urziceni, CT 110 kV Liești și LEA 110 kV Liești – Hanu Conachi, LEA 110 kV Râmnicu Sărat – Costieni; - se conectează CT 110 kV Turnu Măgurele; După aplicarea acestor măsuri topologice, încărcarea scade la cca. 102.5% S_n . - se limitează confidențial ; Total reducere postavarie: confidențial
Trafo 1 (Trafo 2) 250 MVA, 400/110 kV Domnești	Trafo 2 (Trafo 1) 250 MVA, 400/110 kV Domnești	148% S_n	- se conectează CTA sau CTB 110 kV între secțiunile de bare 110 kV 1A – 2A sau 1B – 2B

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	S6	S5	S4
Excedent [MW]	confidențial				

Regim R5

D1 Regimul R5 este un regim de vârf de dimineață corespunzător lunilor iulie – septembrie 2024. Palierul de consum este de 8500 MW, în condițiile unui sold de import de 1400 MW. Producția în CEE este de 0 MW, iar în CEF este de 700 MW.

D2 Regimul R5 este caracterizat prin tensiuni ridicate în zona Moldova și zona Dobrogea pentru care au fost necesare măsuri de comutare a ploturilor unităților de transformare și de conectare a unor bobine de compensare. Setul de bobine în funcțiune la R5 este prezentat în confidențial.

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

Se adoptă măsuri postavarie la declanșarea T1 (2) – 250 MVA 400/110 kV Domnești, T3 (4) – 400 MVA 400/220 kV București Sud, T3 – 250 MVA 400/110 kV Domnești, AT1 (2) – 200 MVA 220/110 kV Fundeni, AT1 (2) – 200 MVA 220/110 kV București Sud.

Contingență	Element critic	Valoare depășire	Măsuri postavarie
T1 (2) – 250 MVA 400/110 kV Domnești	T2 (1) – 250 MVA 400/110 kV Domnești	173% 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 Arcuda – Titu;

			- se conectează LEA 110 kV Potlogi – Chitila; - se conectează LEA 110 kV Hotarele – Oltenița Nord; - 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	108% S _n	- se asigură un deficit în zona de Sud de <i>confidențial</i> .
T3 – 250 MVA 400/110 kV Domnești	T1,2 – 200 MVA 220/110 kV București Sud	109% 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 Arcuda – Titu; - se conectează LEA 110 kV Potlogi – Chitila; - se conectează LEA 110 kV Hotarele – Oltenița Nord; - se conectează CT 110 kV Turnu Măgurele.

Regim R6

D1 Regimul R6 este un regim de vârf de dimineață corespunzător lunilor iunie 2024-august 2024. Palierul de consum este de 7125 MW, în condițiile unui sold de export de 500 MW. Producția în CEE este de 1000 MW și în CEF este de 700 MW.

D2 Regimul R6 este caracterizat prin tensiuni ridicate 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 R6 este prezentat în *confidențial*. De asemenea a fost necesară comutarea de ploturi ale unităților de transformare.

D3 Comparativ cu regimul de bază R4, se menționează că secțiunile Hârșova – Medgidia Sud – Constanța Nord își schimbă caracterul din excedentar în deficitar, iar secțiunea S6 rămâne cu un excedent redus.

D4 În regimul R6 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	140% S _n	- se conectează CTA sau CTB 110 kV între secțiunile de bare 110 kV 1A – 2A sau 1B – 2B

D5 În regimul R6 deficitele zonelor din București sunt:

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

D6 În regimul R6 deficitele/ excedentele zonelor din Dobrogea, Moldova si 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 (cuptoare), ca urmare consumatorii „liniștiți” de pe platforma Silcotub Călărași vor fi afectați de fenomenul de flicker, sau
- bara 2- 110 kV Pelicanu, dacă Donasid Călărași încheie un contract de distribuție cu ENEL pentru alimentarea consumatorilor „liniștiți”, pe perioada retragerii uneia din cele două linii de 400 kV din Pelicanu.

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

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

- **zona Fundeni:** pe AT1 și AT2 220/110 kV Fundeni;
- **zona Sud:** pe AT1 și AT2 200 MVA 220/110 kV București Sud, CLT 110 kV Progresu, LEA 110 kV Lehliu – Tămădău;
- **zona Vest:** pe LEA Domnești – Bujoreni circ. 1 și circ. 2, LES 110 kV Domnești – Militari circ. 1 și circ. 2, LES 110 kV Chitila – Laromet;
- **zona Dobrogea:** pe LEA 400 kV Tulcea Vest – Isaccea, Constanța Nord – Cernavodă, Medgidia Sud – Cernavodă;
- **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 – Hoghiz 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 220 kV Barboși – Focșani Vest, LEA 110 kV Dragoș Vodă – Slobozia Sud, LEA 110 kV Valea Călugărească – Urziceni.

3.3.5. Analiză comparativă între regimurile analizate

În regimurile R4 și R5 circulațiile de putere sunt dinspre secțiunea S6 spre secțiunile S5 și S4, în regimul R5 datorită soldului de import din Bulgaria, iar în regimul R3 datorită excedentului din zona de Sud – Est a României.

În regimul R4, excedentul secțiunii S6 conduce la circulații de putere foarte mari către zona București, de aproximativ 960 MW, către zona Moldova, de aproximativ 600 MW și pe LEA 400 kV Isaccea – Vulcănești de aproximativ 570 MW.

Regimul R5 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. De asemenea, acest regim conduce la schimbarea direcției fluxurilor de putere pe liniile de interconexiune de 400 kV România – Bulgaria din zona Dobrogea.

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 600 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. 690 MW în cazul regimului R2 și respectiv de cca. 700 MW în cazul regimului R4. 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 scade la aproximativ 2 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 2024 pentru SEN funcționând interconectat cu rețeaua europeană continentală sincronă, incluzând sistemul al Ucrainei, al Republicii Moldova și al Turciei.

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 de lucru de 7125 MW și soldul de export de 500 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 1420 MW;
 - RS: sold import 260 MW;
 - BG: sold export 640 MW;
 - UA+MD: sold import 140 MW.

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

- RO → HU: 30 MW;
- RO → RS: 20 MW
- RO → UA+MD: 340 MW;
- RO → BG: 110 MW;

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

- modul de calcul este același; se verifică criteriul (N-1) și se determină limitele impuse de echipamente și de reglajele protecțiilor/automaticilor în funcțiune, considerând scenariile de schimb;
- deoarece scenariile presupun schimburi simultane pe toate granițele, se consideră TRM egal cu 400 MW pe interfața RO, câte 100 MW pe fiecare graniță. Această ipoteză este aplicată și la calculele lunare, pe direcția import. Totuși, pentru a nu avea o ipoteză mai severă la calculele capacității negarantate față de cele lunare ferme pe direcția export, se menține valoarea TRM de 300 MW, la fel ca la calculele lunare ferme;
- 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.

- 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 și CTE Iernut;
- s-a considerat în procesul de determinare a capacității negarantate de interconexiune că sunt în funcțiune ambele circuite ale LEA 400 kV Țânțăreni – Kozlodui;
- 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 interfață RO+BG, așa cum se procedează la calculele lunare);
- scenariile implică simultan toate granițele RO, 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
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
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 Sofia Vest – Niș	LEA 400 kV Porțile de Fier – Djerdap
	2) LEA 400 kV Isaccea - Vulcănești	LEA 400 kV Porțile de Fier – Djerdap
Import RO	3) LEA 400 kV Țânțăreni – Kozlodui circ. 1 sau circ. 2	LEA 400 kV Porțile de Fier – Djerdap
	4) LEA 400 kV Țânțăreni – Kozlodui circ. 1 sau circ. 2	LEA 400 kV Țânțăreni – Kozlodui circ. 2 sau circ. 1

Valorile NTC maxime indicative negarantate în interfața de interconexiune a SEN pentru vara 2024 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)	2)	2)	1), 2)	1), 2)
Import	3)	4)	3)	3)	3)
Export RO	4350	4850	4600	4150	4350
Import RO	4150	4350	4350	3900	4000
RO->HU	1000	1000	1000	1000	1000
HU->RO	1000	1000	1000	1000	1000
RO->RS	800	800	800	750	800
RS->RO	750	800	800	700	800
RO->BG	1900	2100	2000	1800	1900
BG->RO	1800	1950	1950	1800	1800
RO->UA	350	450	400	300	350
UA->RO	300	300	300	200	200
RO->MD	300	500	400	300	300
MD->RO	300	300	300	200	200

Concluzii privind valorile NTC maxime negarantate:

➤ Scenarii de export:

- Elementul critic este LEA 400 kV Porțile de Fier – Djerdap (RO – RS). Contingențele critice sunt LEA 400 kV Sofia Vest – Niș (BG – RS) și/sau LEA 400 kV Isaccea – Vulcănești (RO – MD).
- În ceea ce privește analiza diverselor scenarii de schimb aplicate se constată că valoarea capacității de export este mai mare atunci când exportul către RS este mai mic.

➤ Scenarii de import:

- Elementele critice sunt fie LEA 400 kV Porțile de Fier – Djerdap, fie LEA 400 kV Țânțăreni – Kozlodui, circ. 2 sau circ. 1. Contingența critică este declanșarea LEA 400 kV Țânțăreni – Kozlodui circ. 1 sau circ. 2;
- În ceea ce privește analiza diverselor scenarii de schimb aplicate se constată că valoarea capacității de import este mai mare cu cât importul din RS este mai mic;
- Limitarea deficitului în zona de nord a SEN are ca efect obținerea unor valori NTC de import mai mari. În cadrul prezentei determinări a valorilor NTC maxime negarantate, deficitul secțiunii S4 este de cca 415 MW.

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 întregă interfață de interconexiune a SEN în condiții de siguranță. Se menționează că începând cu luna martie 2023, calculul valorilor NTC se face în mod coordonat pe granița BG, de către RCC Selene.

În cadrul calculelor se iau în considerare următoarele:

- programele de retrageri din exploatare pentru luna respectivă;
- prognoza de producție și consum;
- schimburile comerciale prognozate;

- reglajul protecțiilor și al automatelor 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 și succesive, cu o rezoluție la nivel de săptămâna/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 2024 sunt prezentate în Anexa 3.11. Existența în aceeași lună a mai multor subperioade cu programe de retrageri semnificative diferite a impus definirea unui profil lunar incluzând seturi de valori ferme.

3.6. Capacitatea disponibilă pentru comerțul transfrontalier în anul 2023

În cadrul capitolului se evaluează capacitatea disponibilă pentru comerțul transfrontalier în anul 2023 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 contingentelor, 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 contingente, 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 2023, capacitatea minimă disponibilă pentru comerțul interzonal prevăzută prin Planul de acțiuni a fost de 48% pentru granița România – Ungaria (1160 MW) și de 43% pentru granița România – Bulgaria (1560 MW). 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 pentru granița România – Ungaria. Prin decizia nr. 2359 din 28.12.2022, 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 comerțul interzonal pentru anul 2022 pe granița România – Ungaria la 800 MW, reprezentând 33 % din capacitatea de transport. Pentru granița România – Bulgaria nu s-a depus cerere de derogare pentru acest an.

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:

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

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 comună 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. În continuare sunt prezentate datele care au stat la baza evaluării preliminare a capacității minime pentru anul 2023, pentru granița România – Ungaria. Datele pentru granița România – Bulgaria, pentru anul 2023 vor fi puse la dispoziția OTS de către ACER începând cu luna aprilie 2024.

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

- valorile NTC finale, utilizate în procesul de alocare, aferente intervalului de timp al pieței pentru ziua următoare pe granița România – Bulgaria disponibile pe platforma de transparență ENTSO – E. Valorile NTC finale nu depind doar de valorile propuse de CNTEE Transelectrica SA, ci și de valorile propuse spre validare de către OTS vecin;
- valorile NTC validate de CNTEE Transelectrica SA în procesul coordonat derulat la nivelul regiunii SEE;
- marginile disponibile pentru comerțul transfrontalier pentru elementele critice și contingențele din România care limitează domeniul final bazat pe fluxuri de putere din cadrul regiunii Core. Aceste date sunt disponibile pe platforma de transparență *JAO Publication Tool*. Pentru fiecare interval orar s-a realizat o medie a marginii disponibile pentru elementele critice și contingențele care limitează domeniul final;
- marginile disponibile pentru comerțul transfrontalier pentru elementele critice și contingențele din România care au cea mai mică valoare în fiecare interval orar. Aceste date sunt disponibile pe platforma de transparență *JAO Publication Tool*;

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

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

unde:

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

- Aria de coordonare **RO – BG (regiunea SEE)**

În figura 1 sunt prezentate valorile NTC medii lunare finale în anul 2023 pe granița România – Bulgaria. Pe direcția România – Bulgaria valorile NTC medii lunare sunt situate între 1328 MW și 1820 MW, iar pe direcția Bulgaria – România acestea sunt situate între 1321 MW și 1806 MW.

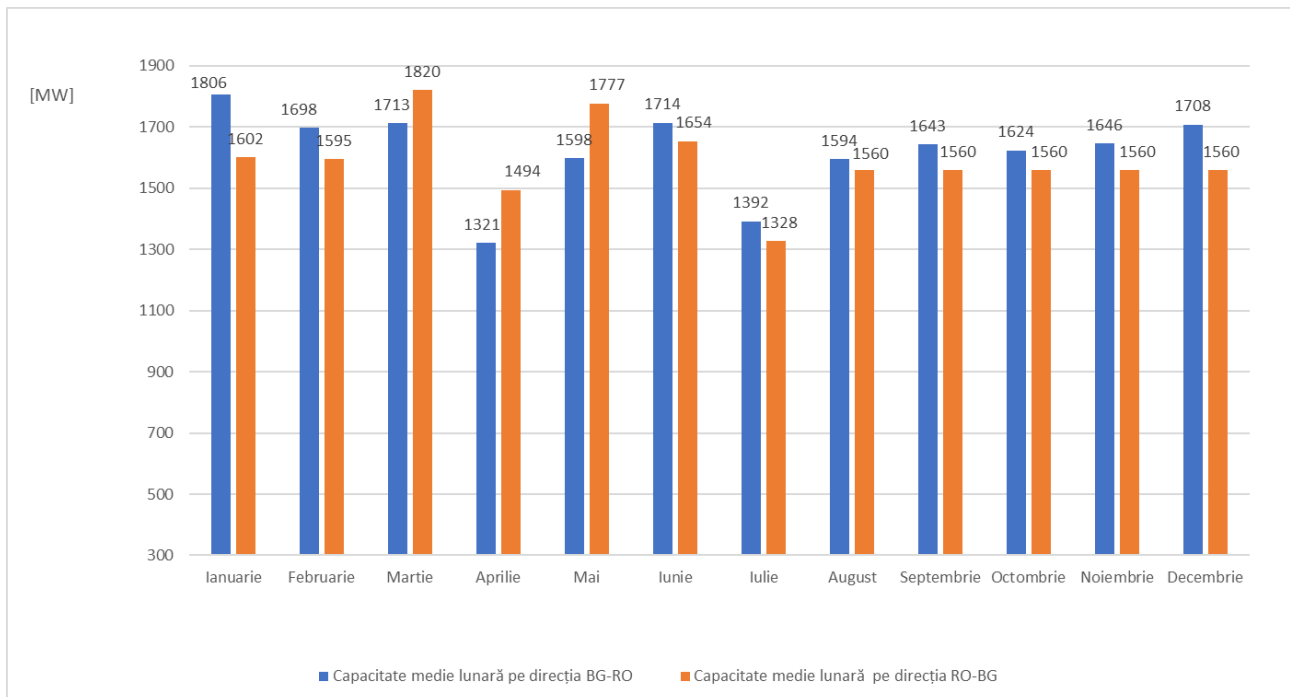


Fig. 3.6.1. Valorile NTC medii lunare finale în anul 2023 pe granița România – Bulgaria

În figura 2 sunt prezentate valorile NTC medii lunare validate de CNTEE Transelectrica SA în anul 2023 pe granița România – Bulgaria. Pe direcția România – Bulgaria valorile NTC medii lunare sunt situate între 1587 MW și 2039 MW, iar pe direcția Bulgaria – România acestea sunt situate între 1327 MW și 1872 MW.

Se poate observa că valorile medii validate pe direcția Bulgaria – România respectă valoarea țintă stabilită prin Planul de acțiuni cu excepția lunilor aprilie și iulie. Pentru luna aprilie media valorilor NTC validate pe direcția Bulgaria – România este mai mică cu 233 MW față de valoarea țintă, respectiv pentru luna iulie, cu 155 MW. Valorile medii validate pe direcția România – Bulgaria respectă valoarea țintă stabilită pentru toate lunile anului.

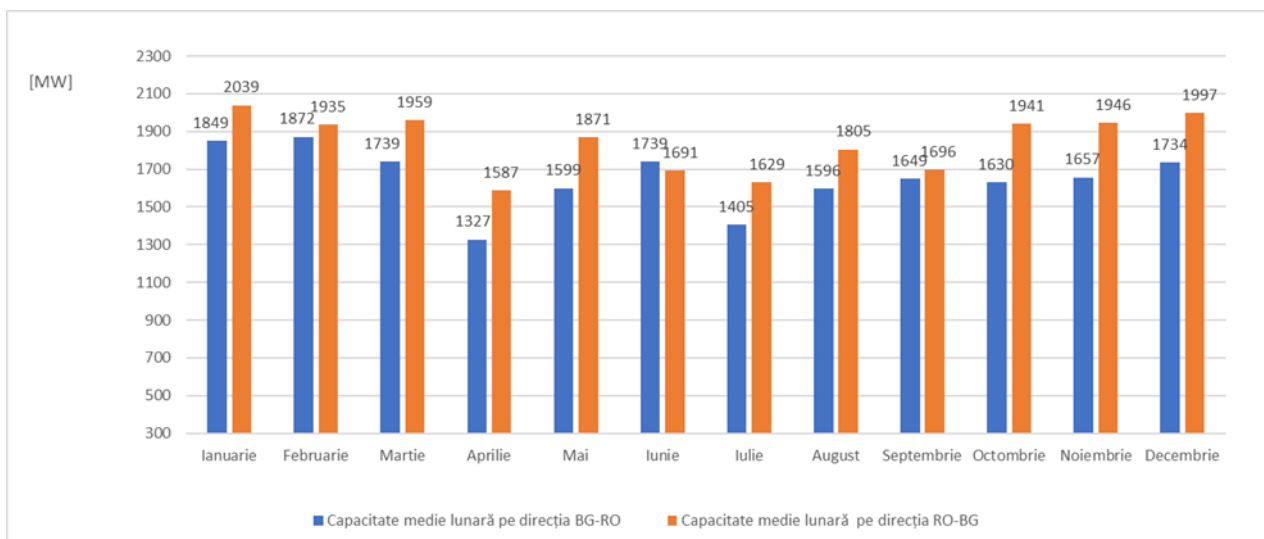


Fig. 3.6.2. Valorile NTC medii lunare validate în anul 2023 pe granița România – Bulgaria

- **Aria de coordonare RO – HU (regiunea Core)**

Pentru granița România – Ungaria, este prezentată marginea disponibilă pentru comerțul transfrontalier pentru elementele critice și contingențele din România care limitează domeniul final bazat pe fluxuri de putere din cadrul regiunii Core, pentru anul 2023. 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 94 % în toate lunile din perioada analizată.

Valorile medii ale marginii disponibile pentru comerțul transfrontalier pentru fiecare dintre lunile raportate au valori cuprinse între 51,4 % și 61,8 % (tabelul nr. 1) din capacitatea de transport, superioare valorii de 33 %, stabilită ca valoare țintă prin Decizia ANRE nr. 2359 din 28.12.2022 și Planul de acțiuni.

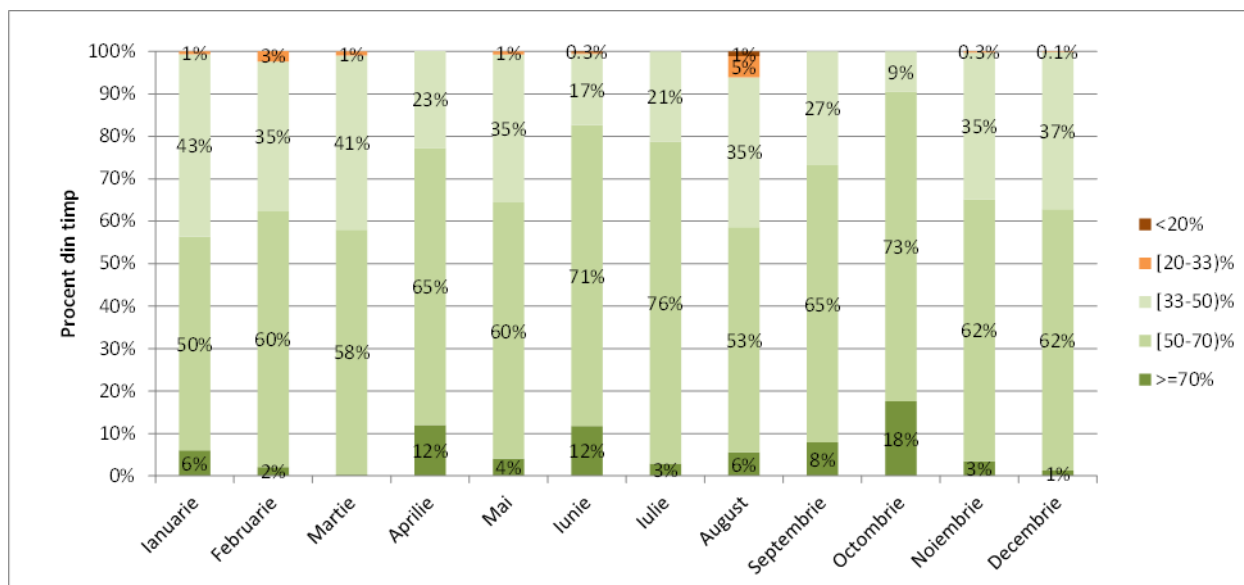


Fig. 3.6.3. Marginea disponibilă pentru elementele critice și contingențele din România care limitează domeniul final bazat pe fluxuri de putere în anul 2023 în regiunea Core

Tabelul 1. Valorile medii lunare ale marginii disponibile pentru comerțul transfrontalier în anul 2023 în regiunea Core

Luna	Valoarea medie [%]
Ianuarie	52.9
Februarie	52.7
Martie	51.4
Aprilie	57.0
Mai	53.8
Iunie	58.6
Iulie	57.4
August	51.5
Septembrie	56.5
Octombrie	61.8
Noiembrie	53.5
Decembrie	52.2

În figura 3.6.4 este reprezentată marginea disponibilă pentru comerțul transfrontalier pentru elementele critice și contingențele din România care au cea mai mică valoare în fiecare interval orar. Se poate observa că, în situația în care se monitorizează în fiecare interval orar doar elementul critic și contingenta cu cea mai mică margine disponibilă, ținta de 33 % este respectată în proporție de cel puțin 76 % 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 2023 în aproximativ 15 % din perioada de raportare.

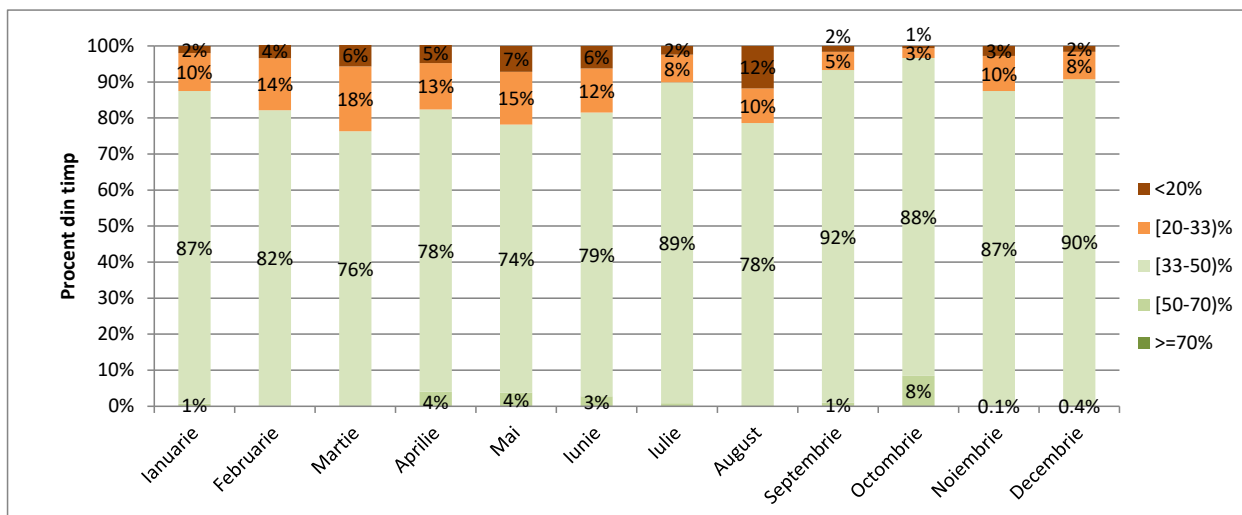


Fig. 3.6.5. Marginea disponibilă pentru elementele critice și contingentele din România care au cea mai mică valoare în fiecare interval orar în anul 2023 în regiunea Core

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).

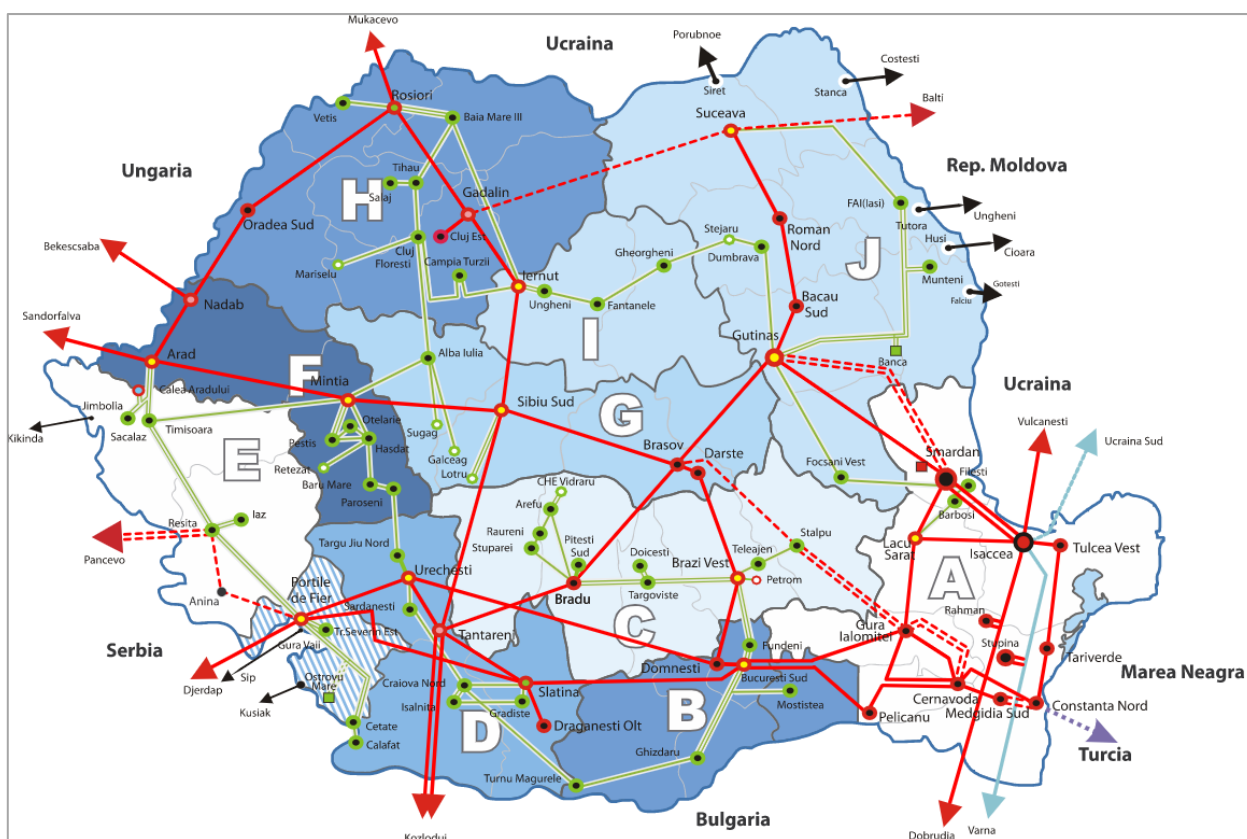


Fig. 3.6. Zonele analizate pentru determinarea capacității disponibile de racordare

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	0	LEA 220 kV Barboși – Filești/ LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș
B București – Giurgiu – Alexandria	2280	LEA 220 kV București Sud – Fundeni circ. 1 (2)/ LEA 220 kV București Sud – Fundeni circ. 2 (1)
C Pitești – Târgoviște – Ploiești	1590	LEA 220 kV Bradu – Arefu/ LEA 220 kV Bradu – Stupărei AT3 (4) – 400 MVA, 400/220 kV Bradu/ AT4 (3) – 400 MVA, 400/220 kV Bradu AT 200 MVA, 220/110 kV Râureni/ AT 200 MVA, 220/110 kV Stupărei LEA 220 kV Brazi Vest – Teleajen/ AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Teleajen

Zona	Capacitatea de racordare [MW]	Element Critic/Contingență
		<p>AT3 – 400 MVA, 400/220 kV Brazi Vest/ LEA 400 kV Bradu – Brașov</p> <p>LEA 220 kV Fundeni – CEF Niculești/ LEA 400 kV Domnești – Brazi Vest</p> <p>LEA 220 kV Fundeni – CEF Niculești/ LEA 220 kV Fundeni – Brazi Vest circ.1</p> <p>LEA 220 kV Fundeni – CEF Niculești/ AT3 – 400 MVA, 400/220 kV Brazi Vest</p> <p>AT3 – 400 MVA, 400/220 kV Brazi Vest/ LEA 220 kV Fundeni – Brazi Vest circ.1</p> <p>AT3 – 400 MVA, 400/220 kV Brazi Vest/ LEA 400 kV Bradu – Brașov</p>
D Sud – Vest SEN	1200	<p>LEA 220 kV Paroșeni – Târgu Jiu Nord/ LEA 400 kV Tântăreni – Sibiu Sud</p> <p>LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița circ. 1 (2)/ LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița circ. 2 (1)</p>
E Banat	0	<p>LEA 220 kV Reșița – Timișoara circ. 1(2)/ LEA 220 kV Reșița – Timișoara circ. 2(1)</p>
F Arad – Mintia	2670	<p>LEA 400 kV Grăniceri – Bekescsaba/ LEA 400 kV Arad – Nădab</p>
G Sibiu – Brașov	1490	<p>LEA 220 kV Alba Iulia – Mintia/ LEA 220 kV Cluj Florești – Alba Iulia</p> <p>LEA 220 kV Cluj Florești – Alba Iulia/ LEA 220 kV Alba Iulia – Mintia</p> <p>AT6 (5) – 400 MVA, 400/220 kV Sibiu Sud/ AT5 (6) – 400MVA, 400/220 kV Sibiu Sud</p>
H Cluj-Napoca – Baia Mare – Oradea	1470	<p>Trafo 1(2) – 250 MVA, 400/110 kV Oradea Sud / Trafo 2(1) – 250 MVA, 400/110 kV Oradea Sud</p>
I Târgu Mureș – Miercurea Ciuc	1260	<p>LEA 220 kV Fântânele – Ungheni/ LEA 220 kV Stejaru – Gheorgheni</p>

Zona	Capacitatea de racordare [MW]	Element Critic/Contingență
J Nord – Est SEN	1250	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.

3.8. Impactul realizării stației 400 kV Reșița în soluție provizorie

În cadrul studiului s-a realizat o analiză cu privire la impactul realizării stației 400 kV Reșița în soluție provizorie, considerând punerea în funcțiune a următoarelor elemente noi de rețea:

- LEA 400 kV Porțile de Fier – Reșița;
- LEA 400 kV Reșița – Pancevo d.c. (un circuit în funcțiune);
- AT3 – 400 MVA, 400/220 kV Reșița;
- BC 400 kV Reșița;

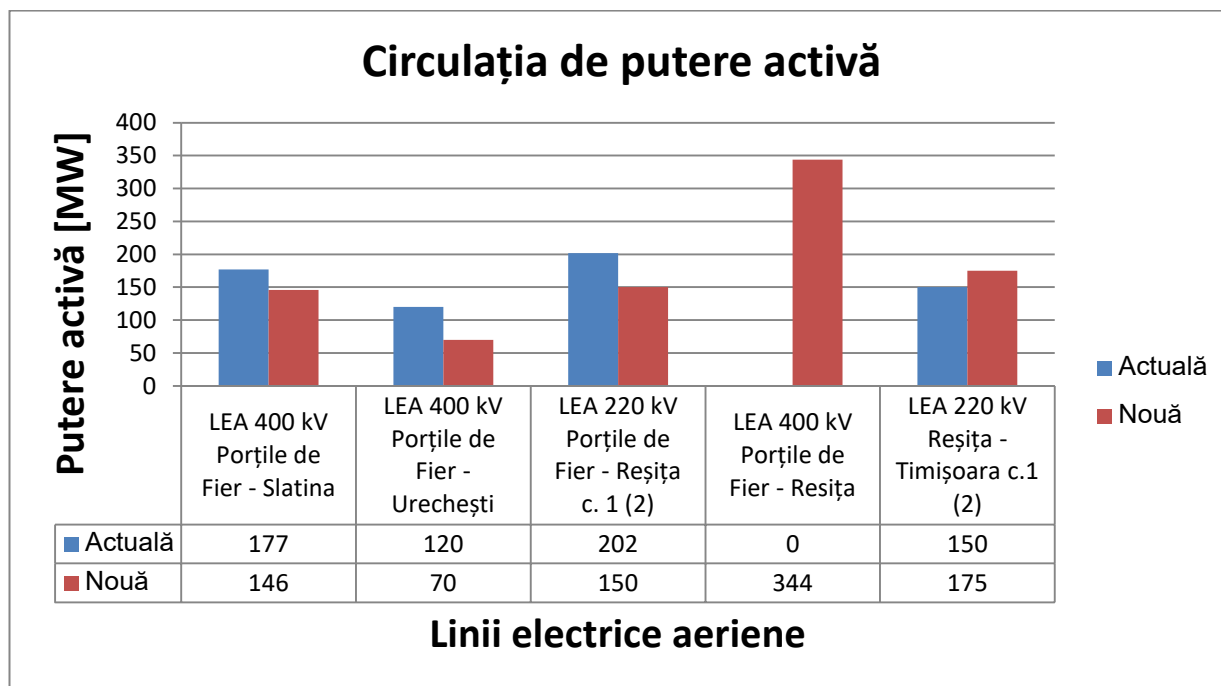
Analizele de sensibilitate s-au efectuat pornind de la regimul de dimineată pentru zi lucrătoare cu o producție de 2890 MW în CEE, o producție de 700 MW în CEF și un sold de export de 1000 MW.

➤ Analiza circulațiilor de putere în schema cu N elemente în funcțiune

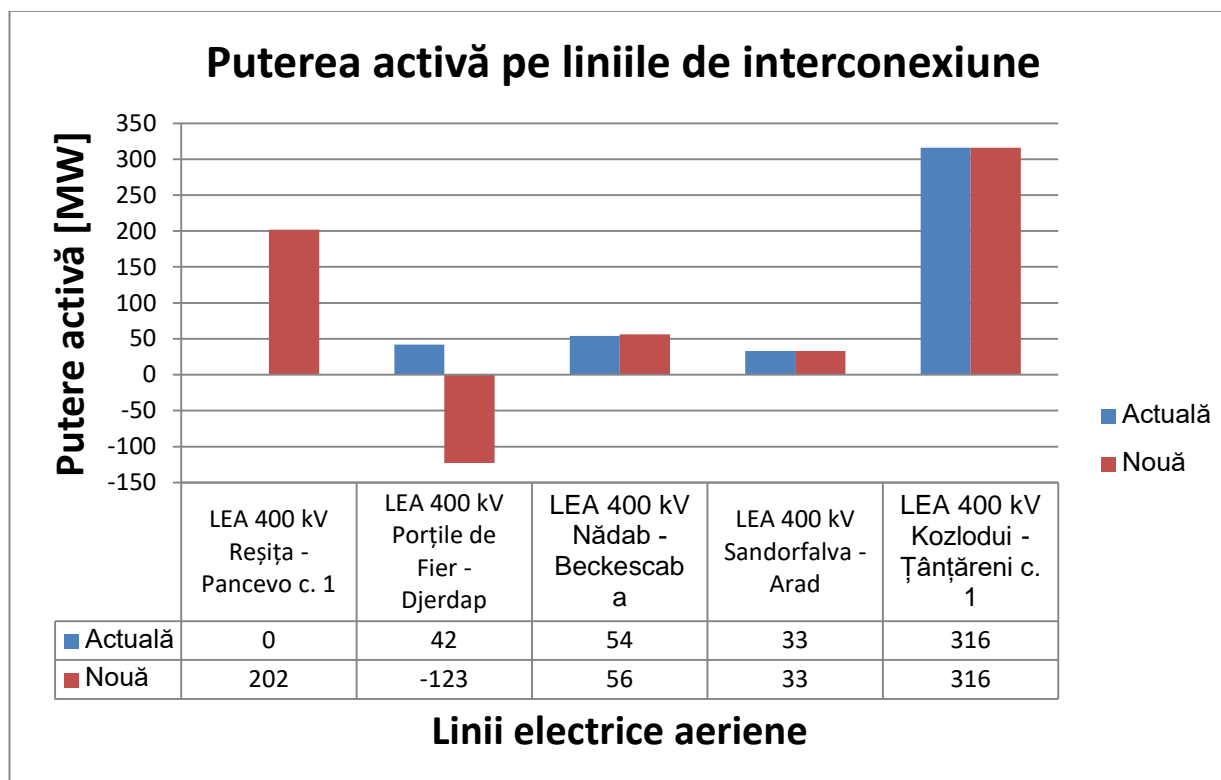
Odată cu punerea în funcțiune a noilor elemente de rețea circulația de putere activă scade pe următoarele elemente:

- LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița circuitul 1 (2);
- LEA 400 kV Porțile de Fier – Urechești;
- LEA 400 kV Porțile de Fier – Slatina;

Cele mai semnificative scăderi de putere activă rezultă pe LEA 400 kV Porțile de Fier – Urechești și LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița circuitul 1 (2). Pe LEA 220 kV Reșița – Timișoara circ 1 (2) circulația de putere activă crește cu 25 MW, iar LEA 400 kV Porțile de Fier – Reșița se încarcă cu 344 MW.



Punerea în funcțiune a noilor elemente determină inversarea sensului de circulație de putere activă pe LEA 400 kV Porțile de Fier – Djerdap și apariția unei circulații în buclă pe granița cu Serbia. Circulațiile de putere activă pe liniile de interconexiune cu Ungaria sau LEA 400 kV Țânțăreni – Kozlodui nu se modifică semnificativ.



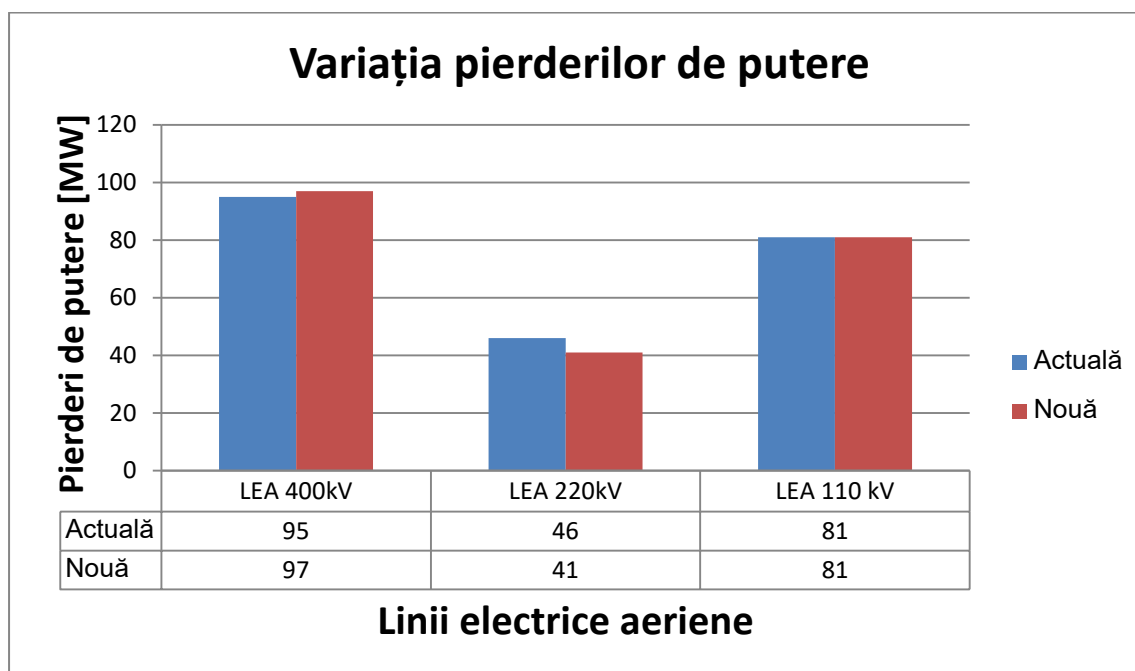
➤ **Schema cu N – 1 elemente în funcțiune**

În noua configurație la retragerea LEA 220 kV Porțile de Fier - Reșița d.c. nu se mai încarcă Trafo 250 MVA, 400/110 kV Arad la declanșarea AT3 – 400 MVA, 400/220 kV Arad, astfel încât nu mai sunt necesare măsuri postavarie.

Element deconectat	Element declanșat	Element Critic	S/Smax [%]	Configurația
LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița d.c.	AT 3 – 400 MVA, 400/220 kV Arad	Trafo 250 MVA, 400/110 kV Arad	105.00	Actuală
		AT 3 – 400 MVA, 400/220 kV Reșița	33.00	Nouă
			95.00	

➤ **Impactul asupra CPT**

Punerea în funcțiune a stației 400/220 kV Reșița în soluție provizorie conduce la scăderea consumului propriu tehnologic în RET cu 3 MW. Valoarea pierderilor de putere crește cu 2 MW pe LEA 400 kV și scade cu 5 MW pe LEA 220 kV.



➤ **Verificarea stabilității statice**

În schema cu N elemente, puterea admisibilă în secțiunea S1 crește în noua configurație astfel încât, pentru cazul cel mai restrictiv, la declanșarea LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița d.c. se obține o putere admisibilă în secțiune de 2230 MW, valoare peste care apar suprasarcini pe AT3 – 400 MVA, 400/220 kV Reșița.

În schema cu N – 1 elemente în funcțiune, puterea admisibilă în secțiunea S1 crește cu 700 de MW.

Element deconectat	Element declanșat	Element Critic	Padm [MW]	Configurația
LEA 400 kV Țânțăreni – Sibiu Sud	LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița circ. 1 (2)	LEA 220 kV Urechești - Târgu Jiu Nord	1490	Actuală
			2190	Nouă

-	LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița d.c.	LEA 220 kV Urechești – Târgu Jiu Nord	1650	Actuală
		AT3 – 400 MVA, 400/220 kV Reșița	2230	Nouă
	LEA 400 kV Țânțăreni – Sibiu Sud	LEA 220 kV Urechești – Târgu Jiu Nord	1950	Actuală
			2340	Nouă

➤ **Verificarea impactului asupra valorilor NTC sezoniere maxime negarantate**

Analiză a impactului realizării stației 400 kV Reșița în soluție provizorie s-a făcut prin modelarea acesteia pe regimul R6, care a fost utilizat pentru determinarea valorilor NTC sezoniere maxime negarantate.

S-a efectuat calculul pe scenariul 4, în care exportul/importul către/dinspre RS avea cea mai mare valoare (40% din interfața RO). De altfel, fără considerarea soluției provizorii din stația Reșița, pe acest scenariu valorile de export și import pe interfața RO au fost cele mai reduse dintre cele 5 scenarii.

S-a constatat că atât la export cât și la import valorile au crescut cu cca. 250 MW.

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

	Contingența	Element critic
Export RO	LEA 400 kV Reșița – Pancevo	LEA 400 kV Porțile de Fier – Djerdap
Import RO	LEA 400 kV Țânțăreni – Kozlodui, circ. 1 sau circ.2	LEA 400 kV Porțile de Fier – Djerdap

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 incluzând SE ale Turciei, Ucrainei și Republicii Moldova.

Calcululele s-au efectuat pentru scheme cu N, N-1 elemente în funcțiune în ipoteza de balanță R4 (vârf de dimineață), R3 (vârf de seară) 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 ($\sum P_{L(400+220+110)kV}$), cât și pentru cea vizibilă, formată doar din liniile de transport ($\sum P_{L(400+220)kV}$), acestea din urmă incluzând și liniile de interconexiune a SEN cu sistemele vecine.

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

Benzile admisibile de tensiune conform Cod RET sunt:

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

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

4.1 Secțiunea S1

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. 1254 MW.

Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.1):

- La declanșarea unui circuit LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=4290$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este

de 2040 MW, valoare peste care apar suprasarcini pe LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița (circuitul rămas în funcțiune).

- La declanșarea LEA 220 kV Craiova Nord – Turnu Măgurele, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=4260$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 2740 MW, valoare peste care apar suprasarcini pe LEA 220 kV Urechești – Târgu Jiu Nord și LEA 220 kV Paroșeni – Târgu Jiu Nord.
- La declanșarea LEA 400 kV Porțile de Fier – Djerdap, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=3830$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 2580 MW, valoare peste care apar suprasarcini pe LEA 220 kV Urechești – Târgu Jiu Nord și LEA 220 kV Paroșeni – Târgu Jiu Nord.
- La declanșarea LEA 400 kV Țânțăreni – Sibiu Sud, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=4170$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 1950 MW, valoare peste care apar suprasarcini pe LEA 220 kV Urechești – Târgu Jiu Nord și LEA 220 kV Paroșeni – Târgu Jiu Nord.
- La declanșarea unei unități CNE Cernavodă, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=4550$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 2510 MW, valoare peste care apar suprasarcini pe LEA 220 kV Urechești – Târgu Jiu Nord și LEA 220 kV Paroșeni – Târgu Jiu Nord.
- La declanșarea LEA 400 kV Urechești – Domnești, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=4080$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 2510 MW, valoare peste care apar suprasarcini pe LEA 220 kV Urechești – Târgu Jiu Nord și LEA 220 kV Paroșeni – Târgu Jiu Nord.
- La declanșarea LEA 400 kV Slatina – București Sud, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=4150$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 2760 MW, valoare peste care apar suprasarcini pe LEA 220 kV Urechești – Târgu Jiu Nord și LEA 220 kV Paroșeni – Târgu Jiu Nord.

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. 1317 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 $P_{8\%}=2840$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 2270 MW (2230 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care apar suprasarcini pe LEA 220 kV Urechești – Târgu Jiu Nord și LEA 220 kV Paroșeni – Târgu Jiu Nord.
- La declanșarea LEA 400 kV Brașov – Sibiu Sud, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=2950$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 2000 MW (1970 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care apar suprasarcini pe LEA 220 kV Urechești – Târgu Jiu Nord și LEA 220 kV Paroșeni – Târgu Jiu Nord.
- La declanșarea LEA 400 kV Țânțăreni – Sibiu Sud, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=3000$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 1870 MW (1840 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 singură unitate în funcțiune în CNE Cernavodă.

Deficitul inițial al secțiunii este de cca. 1226 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 $P_{8\%}=2680$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 1510 MW (1490 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care apar suprasarcini pe AT3 – 400 MVA, 400/220kV Arad.
- La declanșarea LEA 400 kV Țânțăreni – Sibiu Sud, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=3050$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 2670 MW (2630 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care apar suprasarcini pe LEA 220 kV Urechești – Târgu Jiu Nord și LEA 220 kV Paroșeni – Târgu Jiu Nord.
- La declanșarea LEA 400 kV Brașov – Sibiu Sud, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=3050$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 2700 MW (2670 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.

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 CEF și cu o singură unitate în funcțiune în CNE Cernavodă. Excedentul inițial al S3 este de 666 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 $P_{8\%}=1260$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 1110 MW (1100 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 $P_{8\%}=1340$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 1070 MW (1070 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 $P_{8\%}=1640$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 1190 MW (1180 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 $P_{8\%}=1660$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 1210 MW (1200 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 $P_{8\%}=2190$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 1180 MW (1170 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 palierul VD cu producție în CEE și cu două unități în funcțiune în CNE Cernavodă.

Deficitul inițial al secțiunii este de cca. 537 MW.

Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.4.1):

- La declanșarea LEA 400 kV Sibiu Sud – Iernuț, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1450$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1200 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 $P_{8\%}=1550$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1470 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 $P_{8\%}=1660$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1490 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 $P_{8\%}=1760$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1550 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 $P_{8\%}=1100$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1040 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 $P_{8\%}=1270$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1020 MW (780 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 $P_{8\%}=1590$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 750 MW (690 MW – rețeaua vizibilă), peste care se depășește curentul limită pe LEA 110 kV Fântânele – Corunca.
- La retragerea LEA 220 kV Alba Iulia – Mintia și declanșarea LEA 400 kV Sibiu Sud – Iernut puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1380$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 980 MW (960 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET
- La retragerea LEA 400 kV Roșiori – Gădălin și declanșarea LEA 400 kV Sibiu Sud – Iernut, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1410$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1040 MW (930 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.

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

Deficitul inițial al secțiunii este de cca. 659 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 $P_{8\%}=1690$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1350 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 $P_{8\%}=1730$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1500 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 $P_{8\%}=1860$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1630 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declanșarea LEA 400 kV Roșiori – Gădălin, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1920$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1440 MW, valoare peste care apar suprasarcini pe AT 400 MVA, 400/220 kV 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. 416 MW.

zurile 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 1280 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 $P_{8\%}=1590$ 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 $P_{8\%}=1690$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1420 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 $P_{8\%}=1820$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1490, 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 1410, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declanșarea LEA 400 kV Roșiori – Oradea Sud, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1780$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1510 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declanșarea LEA 220 kV Alba Iulia – Cluj Florești, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1750$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1460 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.

4.5. Secțiunea S5

4.5.1. Secțiunea S5 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. 297 MW.

Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.5.1):

- La declanșarea LEA 400 kV Roman Nord – Suceava, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=970$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 890 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, 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 $P_{8\%}=950$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 680 MW, valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 220kV Barboși – Filești.
- La declanșarea LEA 400 kV Gutinaș – Bacău Sud, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=920$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 820 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declanșarea LEA 220 kV Gutinaș – FAI puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1080$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 980 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.

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

- La retragerea LEA 400 kV Brașov – Gutinaș și declanșarea LEA 400kV Smârdan – Gutinaș, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=540$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 300 MW (290 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 110 kV Mărășești – Tecuci.
- La retragerea LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș și declanșarea LEA 400kV Brașov – Gutinaș, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=510$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 300 MW, valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 220kV Barboși – Filești.
- La retragerea LEA 400 kV Roman Nord – Suceava și declanșarea LEA 400kV Smârdan – Gutinaș, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=840$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 690 MW, valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 220 kV Barboși – Filești.

4.5.2. Secțiunea S5 în ipoteza de balanță R3 palierul VS fără producție în CEE și CEF, cu o singură unitate în funcțiune în CNE Cernavodă.

Deficitul inițial al secțiunii este de cca. 434 MW.

Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.5.2):

- La declanșarea LEA 400 kV Roman Nord – Suceava, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=960$ 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 Brașov – Gutinaș, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=920$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 850 MW, 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 $P_{8\%}=950$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 830 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declanșarea LEA 400 kV Bacău Sud – Roman Nord, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=870$ 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 $P_{8\%}=890$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 780 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.

- La declanșarea LEA 220 kV Gutinaș – FAI, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1080$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 850 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.

4.5.3. Secțiunea S5 în ipoteza de balanță R2 palierul GS cu producție în CEE și cu două unități în funcțiune în CNE Cernavodă.

Deficitul inițial al secțiunii este de 230 MW.

Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.5.3):

- La declanșarea LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=950$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 900 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declanșarea LEA 400 kV Bacău Sud – Roman Nord, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=880$ 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 Gutinaș – Bacău Sud, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=900$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 800 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declanșarea LEA 400 kV Brașov – Gutinaș, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1070$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 910 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declanșarea LEA 220 kV Gutinaș – FAI, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1050$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 910 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.

4.6. Secțiunea S6

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

Excedentul inițial al secțiunii S6 este de 2930 MW.

Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.6.1):

- La declanșarea LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică de $P_{8\%}=6070$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 4130 MW (4060 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 $P_{8\%}=6210$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 3770 MW (3710 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 $P_{8\%}=6080$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 3840 MW (3770 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 110 kV Dragoș Vodă – Slobozia Sud.

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

- La retragerea LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș și declanșarea LEA 400 kV Brașov – Gutinaș, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=4750$ MW, iar puterea

admisibilă în secțiune este de 3060 MW (2910 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 220 kV Barboși – Filești.

- La retragerea LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș și declanșarea LEA 220 kV Barboși – Filești, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=5850$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 3610 MW (3430 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 110 kV Pogoanele – Jugureanu.
- La retragerea LEA 400 kV Brașov – Gutinaș și declanșarea LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=4970$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 3090 MW (2930 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 110 kV Mărășești – Tecuci.
- La retragerea LEA 400 kV București Sud – Gura Ialomiței și declanșarea LEA 400 kV Brașov – Gutinaș, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=5690$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 2920 MW, valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 220 kV Barboși – Filești.

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

Excedentul inițial al secțiunii S6 este de 2115 MW.

Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.6.2):

- La declanșarea LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=5680$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 4300 MW (4240 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 $P_{8\%}=5790$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 4210 MW (4150 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 $P_{8\%}=5710$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 4320 MW (4260 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 110 kV Dragoș Vodă – Slobozia Sud.
- La declanșarea LEA 400 kV Isaccea – Tulcea Vest, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=5770$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 4610 MW (4540 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care apar suprasarcini pe Trafo2 – 250 MVA, 400/110 kV Medgidia Sud.
- La declanșarea LEA 400 kV Tariverde – Tulcea Vest, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=5940$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 5640 MW (5550 MW – rețeaua vizibilă), 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 $P_{8\%}=5860$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 5320 MW (5230 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 110 kV Dragoș Vodă – Slobozia Sud.
- La declanșarea LEA 220 kV Barboși – Focșani Vest, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=5910$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 5650 MW (5560 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.

5. VERIFICAREA STABILITĂȚII TRANZITORII

5.1. Verificarea stabilității tranzitorii a zonei Cernavodă

confidențial

5.2. Verificarea stabilității zonei Porțile de Fier și a interconexiunii

confidențial

5.3. Verificarea traseului de restaurare CHE Vidraru – CECC Brazi

confidențial

6. CONCLUZII ȘI PROPUNERI DE MĂSURI

6.1. Propuneri pentru schema normală de funcționare

Pentru sezonul de vară 2024 se propun schemele normale de funcționare 400 – 220 kV și 110 kV prezentate în anexele 6.1 și 6.2. Se prezintă următoarele propuneri de schemă normală având în vedere și modificări față de schema normală (SN) a sezonului de iarnă 2023 – 2024.

DET 1

Stația 400/110 kV Roman Nord:

- LEA 400 kV Bacău Sud, LEA 400 kV Suceava, Trafo 250 MVA, 400/110kV în funcțiune pe bara 2 400 kV;
- CT 400 kV Roman Nord în funcțiune.

Stația 220/110 kV Filești:

- A fost retehnologizată stația Filești, stația nouă având sistem dublu de bare și o cuplă transversală;
- LEA 220 kV Barboși – Lacu Sărat provizorat a fost desființat.

Stația 220/110 kV Focșani Vest:

- LEA 110 kV Focșani Vest – CEIL 2 derivație Laminor 1, derivație Laminor 2 provizorat în funcțiune;
- LEA 110 kV Focșani Vest – Gugești derivație Focșani Nord 2 provizorat în funcțiune;
- LEA 110 kV Focșani Vest – Tătăranu – derivație CEIL 1 provizorat în funcțiune;
- AT 200 MVA, 220/110 kV, CTv 110 kV, CM 110 kV, LEA 110 kV Focșani Nord 1 în funcțiune pe bara 1 110 kV.

Stația 400/110 kV Smârdan:

- Trafo 2 – 250 MVA, 400/110 kV în funcțiune în regim de provizorat;
- Trafo 3 – 250 MVA, 400/110 kV nu s-a pus încă în funcțiune;
- Celula LEA 400 kV Isaccea circ. 2 retrasă din exploatare;
- CLT 110 kV în funcțiune între Bara 2A – 110 kV și Bara 2B – 110 kV.

Stația 400/110 kV Gura Ialomiței:

- Trafo 4 – 250 MVA, 400/110 kV în rezervă caldă.

Stația 400/220/110 kV Lacu Sărat:

- AT3 – 400 MVA, 400/220 kV în funcțiune la Bara 1 – 400 kV și Bara 1 – 220 kV;
- AT4 – 400 MVA, 400/220 kV în funcțiune la Bara 2 – 400 kV și Bara 2 – 220 kV.

Statia 110 kV Liești:

- LEA 110 kV Hanu Conachi în rezervă caldă.

Stația 110 kV Măxineni:

- LEA 110 kV Hanu Conachi în funcțiune.

Statia 110 kV Brăilița:

- LEA 110 kV Abator în rezervă caldă;
- LEA 110 kV Smârdan în rezervă caldă;

Stația 110 kV CET Bacău:

- Se funcționează pe sistemul de Bare 1A – 110 kV și 1B – 110 kV;
- Barele 1A și 1B 110 kV sunt în rezervă caldă.

LEA 110 kV Breazu – Tătărași derivație Iași Sud provizorat în funcțiune în stațiile Breazu și Tătărași și în rezervă caldă în stația Iași Sud.

Stația 110/35 kV Ruginoasa racordată în sistem intrare – ieșire în LEA 110 kV Vatra – Târgu Frumos a fost pusă în funcțiune.

DET2

Statia 400 kV Cernavodă:

- LEA 400 kV Gura Ialomiței circ. 2 în funcțiune la Diametrul 6;
- LEA 400 kV Gura Ialomiței circ. 3 în funcțiune la Diametrul 7;
- LEA 400 kV Gura Ialomiței circ. 4 în funcțiune la Diametrul 4.

Statia 400/110 kV Gura Ialomiței:

- LEA 400 kV Cernavodă circ. 2 în funcțiune la Bara 2 – 400 kV;
- LEA 400 kV Cernavodă circ. 3 în funcțiune la Bara 1 – 400 kV;
- LEA 400 kV Cernavodă circ. 4 în funcțiune la Bara 2 – 400 kV;
- Trafo 3 – 250 MVA, 400/110 kV în funcțiune la Bara 1 – 400 kV și Bara 2 – 110 kV;
- Trafo 4 – 250 MVA, 400/110 kV în rezervă caldă la Bara 2 – 400 kV și Bara 1 – 110 kV.

Stația 400/110 kV Tariverde:

- Trafo 1 – 250 MVA, 400/110 kV în funcțiune la Bara 1A – 400 kV și bara 1 – 110 kV;
- Trafo 2 – 250 MVA, 400/110 kV în funcțiune la Bara 2A – 400 kV și bara 2 – 110 kV;
- Trafo 3 – 250 MVA, 400/110 kV în funcțiune la Bara 1A – 400 kV și bara 1 – 110 kV.

Stația 400/110 kV Pelicanu:

- LEA 110 kV Călărași dezlegată de la barele 110 kV ale stației;
- A fost realizat un provizorat prin șuntarea LEA 110 kV Pelicanu – Saint Gobain și LEA Pelicanu – Călărași între stâlpul 1 și 2 înspre stația Călărași;
- LEA 110 kV Pelicanu – Călărași are cordoanele dezlegate de la stâlpul 1 dinspre stația Pelicanu.

Statia 400 kV Isaccea:

- LEA 400 kV Smârdan circ. 2 are cordoanele dezlegate la stâlpul nr. 1 de lângă stația Isaccea;

- LEA 400 kV Isaccea – Vulcănești în funcțiune la Bara 1B 400 kV;
- CLT1 400 kV în funcțiune între barele 1B și 2.

Stația 220 kV Târgoviște:

- LEA 220 kV Cuptoare 3 în SLP;
- Celula LEA 220 kV Bradu 1 devine celula LEA 220 kV Rătești.

Statia 110 kV Buzău Sud:

- LEA 110 kV Buzău Sud – Stâlp 1 dezlegată în stația Buzău Sud;
- LEA 110 kV Buzău Sud – Stâlp 2 în funcțiune;
- Trafo 1 110/20kV Buzau Sud în funcțiune prin celulă mobilă pe bara 2A 110kV.

Stația 110/20kV Ciorani racordată în sistem intrare – ieșire în LEA 110 kV Valea Călugărească – Urziceni a fost pusă în funcțiune.

DET 3

Stația 220/110 kV Ișalnița:

- AT1 – 200 MVA, 220/110 kV în funcțiune la Bara 1 – 220 kV și bara 1 – 110 kV;
- AT 2 – 200 MVA 220/110 kV în rezervă caldă la bara 2 - 220 kV și bara 2 – 110 kV;
- LEA 220 kV Grădiște în funcțiune la Bara 2 – 220 kV;

Stația 220/110 kV Craiova Nord:

- AT1 – 200 MVA 220/110 kV în rezervă caldă la bara 1 – 220 kV și bara 1 – 110 kV;
- AT2 – 200 MVA 220/110 kV în funcțiune la bara 2 – 220 kV și bara 2 – 110 kV.

Stația 220/110 kV Arefu:

- AT1 – 200 MVA 220/110 kV în funcțiune la bara 1 – 220 kV și bara 1 – 110 kV;
- AT 2 – 200 MVA 220/110 kV în rezervă caldă la bara 2 – 220 kV și bara 2 – 110 kV.

Stația 220/110 kV Grădiște:

- AT1 – 200 MVA 220/110 kV cu separatorul de borne SAT deschis pe partea de 220 kV și în rezervă caldă la bara 1 – 110 kV;
- AT2 – 200 MVA 220/110 kV cu separatorul de borne SAT închis pe partea de 220 kV și în funcțiune la bara 2 – 110 kV.

Stația 400/220/110 kV Bradu:

- AT3 – 400 MVA 400/220 kV în funcțiune la bara 1 – 400 kV și bara 1 – 220 kV;
- AT4 – 400 MVA 400/220 kV în rezervă caldă la bara 2 – 400 kV și bara 2 – 220 kV;
- AT1 – 200 MVA 220/110 kV în rezervă caldă la bara 1 – 220 kV și bara 2 – 110 kV;
- AT2 – 200 MVA 220/110 kV în funcțiune la bara 2 – 220 kV și bara 2 – 110 kV;
- LEA 220 kV Pitești Sud în funcțiune la bara 1 – 220 kV.

Stația 220/110 kV Rătești:

- LEA 220 kV Bradu în funcțiune pe bara 1B – 220 kV;
- LEA 220 kV Târgoviște în funcțiune pe bara 1A – 220 kV;
- CL 220 kV în funcțiune între secțiunile de bare 1A – 1B.

Stația 400/220/110 kV Porțile de Fier:

- LEA 400 kV Porțile de Fier – Reșița în stare nenominalizabilă în stația Porțile de Fier și fără cordoane de legătura în stația Reșița.

Stația 110 kV CET Govora:

- LES 110 kV TG3 Chimcomplex a fost pusă în funcțiune.

Stația 110 kV Caracal Vest:

- LEA 110 kV CHE Drăgănești – SPA Fărcașele T2 – SRP Caracal T2 – CFR Jianca provizorat a fost desființat;
- LEA 110 kV Drăgănești Olt – Caracal Vest – Caracal Nord – SPA Fărcașele T1 – SRP Caracal T1 – Caracal Sud provizorat a fost desființat;
- LEA 110 kV Studina, Caracal Sud, CHE Drăgănești Olt – SPA1 Fărcașele T2 – SRP Caracal T2 în funcțiune la bara 1 – 110 kV;
- LEA 110 kV Amărăști în funcțiune la bara 2A;
- LEA 110 kV Drăgănești Olt – Caracal Nord – SPA Fărcașele T1 – SRP Caracal T1 în funcțiune la bara 2B;
- LEA 110 kV CFR - Jianca în rezervă caldă la bara 2B;
- CT 110 kV în funcțiune între bara 1 - 110 kV și bara 2A - 110 kV;
- Cupla de separatoare în funcțiune între bara 2A - 110 kV și bara 2B - 110 kV.

Stația 110 kV Ocolna:

- LEA 110 kV Amărăști în funcțiune la secția de bară A – 110 kV;
- LEA 110 kV Dăbuleni în funcțiune la secția de bară B – 110 kV.

Stația 110 kV Podari:

- LEA 110 kV DIF în funcțiune la secția de bară A – 110 kV;
- LEA 110 kV Segarcea în funcțiune la secția de bară B – 110 kV.

Stația 110 kV Căzănești:

- LEA 110 kV Vilmar 1, LEA 110 kV Stupărei în funcțiune la bara 1 – 110 kV;
- LEA 110 kV Vilmar 2, LEA 110 kV Poiana Lacului, LEA 110 kV Horezu în funcțiune la bara 2 – 110 kV;
- CT 110 kV în funcțiune.

LEA 110 kV Poiana Lacului – Căzănești în rezervă caldă în stația 110 kV Poiana Lacului.

DET 4**Statia 220 kV Retezat:**

- LEA 220 kV Hășdat în funcțiune pe celula laz la Bara 2 – 220 kV;
- celula 220kV laz în rezervă caldă la bara 2 – 220kV;
- TH1, TH2 în funcțiune la bara 2 – 220kV;
- bara 1 – 220kV în rezervă.

Statia 220/110 kV Baru Mare:

- stația 220 kV Baru Mare retrasă din exploatare;
- LEA 220 kV Paroșeni – Hășdat provizorat în funcțiune;
- AT 200 MVA, 220/110 kV Baru Mare retras din exploatare;
- S-au desființat provizoratele aferente stației 110 kV;
- LEA 110 kV Baru Mare – Lonea în funcțiune;
- LEA 110 kV Baru Mare – Pui CFR în funcțiune;
- LEA 110 kV Baru Mare – Oțelu Roșu în rezervă caldă în Oțelu Roșu;
- LEA 110 kV Baru Mare – Retezat – CHE Clopotiva în funcțiune;
- LEA 110 kV Oțelu Roșu – Rușchița – Retezat în rezervă caldă în Retezat;
- Schema de funcționare în stația 110 kV Baru Mare:
 - o CT2A deconectată;

- CT2B și CL conectate;
- LEA 110 kV Paroșeni – Aninoasa circ.1, LEA 110 kV Arena Lupeni în funcțiune la bara 1 – 110 kV;
- LEA 110 kV Paroșeni circ. 2 și LEA 110 kV Lonea în funcțiune la bara 2B – 110kV.

Stația 220/110 kV Timișoara:

- LEA 110 kV Timișoara – Azur circ. 1 – Venus provizorat în funcțiune la bara 1B;
- LEA 110 kV Timișoara – Azur circ. 2 – Victoria provizorat în funcțiune la bara 2;

Stația 400/220/110 kV Mintia:

- AT 3 – 400 MVA în funcțiune și AT 4 – 400 MVA în rezervă caldă;
- AT 1 – 200 MVA în funcțiune și AT 2 – 200 MVA în rezervă caldă;

Stația 220/110 kV Hășdat:

- AT 1 – 200 MVA în funcțiune și AT 2 – 200 MVA în rezervă caldă;
- LEA 220 kV Paroșeni provizorat în funcțiune la bara 2 – 220 kV;

Stația 220 kV Calea Aradului:

- T1 – 125 MVA în funcțiune și T2 – 125 MVA în rezervă.

Stația 220/110 kV Reșița:

- AT3 – 400 MVA 400/220 kV și celula 220 kV, BC 100 MVA r s-au pus în funcțiune în stația Reșița;
- LEA 220 kV laz circ. 2 provizorat în funcțiune pe celulă mobilă, racordată rigid la bara 1 – 220 kV;
- LEA 220 kV Reșița - laz circ.1 este în funcțiune în regim special de exploatare cu cordoanele dezlegate în fața stației Reșița și în funcțiune în stația laz.
- LEA 220 kV Timișoara circ. 1 funcționează pe celula 220 kV laz circuitul 2;
- LEA 220 kV Timișoara circ. 2 funcționează pe celula 220 kV laz circuitul 1;
- LEA 220 kV Porțile de Fier circ. 1, funcționează pe celula nouă rețehnologizată;
- LEA 220 kV Porțile de Fier circ. 1 în funcțiune la bara 1 – 220 kV;
- LEA 220 kV Timișoara circ. 1 în funcțiune la bara 1 – 220 kV;
- LEA 220 kV Oțelărie Reșița în funcțiune la bara 1 – 220 kV;
- LEA 220 kV laz circ. 2 provizorat în funcțiune la bara 1 – 220 kV;
- LEA 220 kV Porțile de Fier circ. 2 în funcțiune la bara 2 – 220 kV;
- LEA 220 kV Timișoara circ. 2 în funcțiune la bara 2 – 220 kV;
- AT 1 – 200 MVA în funcțiune la bara 2 – 220 kV;
- AT 3 – 400 MVA în funcțiune la bara 2 – 220 kV;
- CT 220 kV în funcțiune;
- Stația 220 kV veche și AT1 – 200 MVA retrase definitiv din exploatare;
- LEA 110 kV Ciudanovița – Călnic provizorat în funcțiune;
- LEA 110 kV Reșița – laz provizorat în funcțiune, pe celula 110 kV Ciudanovița rețehnologizată;
- LEA 110 kV Reșița – CFR Caransebeș provizorat în funcțiune pe celula 110 kV laz rețehnologizată;
- LEA 110 kV Reșița – ICMR circ. 1 – CHE Grebla – ICMR circ. 2 provizorat în funcțiune pe celula 110 kV Furnale circ. 1 rețehnologizată;
- LEA 110 kV Oxigen circ. 2 – Furnale circ. 1 provizorat în funcțiune pe celula 110 kV Oxigen circ. 2 rețehnologizată.
- Celula 110 kV Călnic (rețehnologizată) în SSV și cordoane dezlegate la primul stâlp spre LEA;
- Celula 110 kV Oravița este retrasă definitiv din exploatare;
- CT 110 kV provizorat între bara 1 – 110 kV nouă + veche și bara 2 – 110 kV în stare separat vizibil;

- LEA 110 kV Anina funcționează singură la bara 1 – 110 kV nouă + veche, în stația 110 kV veche Reșița.

Stația 110 kV Bujac:

- Echipamentele în funcțiune la Bara 2 – 110 kV;
- Bara 2 – 110 kV în rezervă.

Stația 110 kV IMT:

- LEA 110 kV Continental T2 în funcțiune;
- LEA 110 kV Continental T1 în rezervă caldă.

Stația 110 kV Fratelia:

- LEA 110 kV CET Sud circ. 1 în funcțiune la Bara 2 – 110 kV;
- LEA 110 kV CET Sud circ. 2 în rezervă caldă la Bara 1 – 110 kV.

LEA 110 kV Păuliș – Peștiș provizorat în funcțiune;

S-a finalizat retehnologizarea **stației 110 kV Venus**;

Zona 110 kV Mintia – Peștiș va funcționa debuclat de **zona Hășdat – Baru Mare – Paroșeni** prin deconectarea LEA 110 kV Peștiș circ. 1 și circ. 2 în Laminoare, (CT 110 kV în Laminoare conectată), respectiv LEA 110 kV Simeria – Călan, deconectată în Călan.

DET 5

Stația 220/110 kV Gheorgheni:

- AT1 200 MVA 220/110 kV – în funcțiune;
- AT2 200 MVA 220/110 kV – în rezervă caldă.

Stația 110/20 kV Leordina racordată în sistem intrare – ieșire în LEA 110 kV CEIL – Baia Borșa a fost pusă în funcțiune pentru mărirea capacității de distribuție a energiei electrice din zonele Valea Vișeuului și Valea Izei.

Stația 110/33 kV Glodeni racordată în sistem intrare – ieșire în LEA 110 kV Ungheni – Reghin circ. 2 a fost pusă în funcțiune.

Stația 110 kV Părău racordată în sistem intrare – ieșire în LEA 110 kV Făgăraș - Hoghiz e prevăzută să fie pusă în funcțiune în perioada martie – aprilie 2024.

Schema normală are următoarele **unități de transformare în rezervă**:

- **DET Bacău:**

AT4 – 200 MVA, 220/110 kV Gutinaș, AT2 – 200 MVA, 220/110 kV FAI, AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Dumbrava, Trafo 3 – 250 MVA, 400/110 kV Smârdan (fost Trafo 1) retras din exploatare;

- **DET București:**

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

- **DET Craiova:**

AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Ișalnița, AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Craiova Nord, 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, AT4 – 400 MVA, 400/220 kV Bradu;

- **DET Timișoara:**

AT2 – 200 MVA 220/110 kV Hășdat, AT2 – 200 MVA 220/110 kV Iaz, AT1 – 200 MVA 220/110 kV Peștiș, AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Mintia, AT4 – 400 MVA, 400/220 kV Mintia;

- **DET Cluj:**

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

Schema normală are următoarele **unități de transformare în rezervă**:

- **DET Bacău:**

AT4 – 200 MVA, 220/110 kV Gutinaș, AT2 – 200 MVA, 220/110 kV FAI, AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Dumbrava, Trafo 3 – 250 MVA, 400/110 kV Smârdan (fost Trafo 1) retras din exploatare;

- **DET București:**

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

- **DET Craiova:**

AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Ișalnița, AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Craiova Nord, 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, AT4 – 400 MVA, 400/220 kV Bradu;

- **DET Timișoara:**

AT2 – 200 MVA 220/110 kV Hășdat, AT2 – 200 MVA 220/110 kV Iaz, AT1 – 200 MVA 220/110 kV Pestiș, AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Mintia, AT4 – 400 MVA, 400/220 kV Mintia;

- **DET Cluj:**

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

6.2. Concluzii privind regimurile staționare

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

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

- zona 110kV Dobrogea, compusă din:

- zona Tulcea;
- zona Constanța+Medgidia

În cadrul zonei Constanța+Medgidia se definește zona Medgidia Sud – Hârșova – Constanța Nord, delimitată de LEA 110 kV Mircea Vodă – Medgidia Sud – derivație Făclia, LEA 110 kV Medgidia 1 – Medgidia Sud, LEA 110 kV Medgidia Nord – Constanta Nord, LEA 110 kV Nazarcea – Constanta Nord, LEA 110 kV Harsova – Topolog - derivație Cișmeaua Nouă.

- zona Dobrogea, compusă din:

- zona Dobrogea 110kV;
- zona stațiilor 400/110 kV Tariverde, Stupina și Rahman;

- zona secțiunii S6:

- zona Dobrogea;
- zona 110kV 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 si zone	Pd neta [MW]
-------------	--------------

DET 1	371
DET 2	2559
DET 4	71
zona 110kV Constanța+Medgidia	601
<i>din care Harsova</i>	<i>311</i>
zona Tulcea	487
zona 110kV L.Sarat, Smârdan	159
zona stațiilor 400/110kV Stupina si Rahman	590
zona stației 400/110kV Tariverde	585
zona Băltăgești, G. Ialomiței	250
zona Moldova	240
zona Banat	71
Total SEN	2983

Se menționează că acest set de CEED modelate este același cu cel din sezonul precedent, de iarnă 2023-2024, 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	48
2	551
3	316
4	61
5	306
Total SEN	1251

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 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	Băltăgești Gura Ialomiței	Moldova Banat	SEN
	1087								
	CEE Peștera, Chirnogeni, Cobadin, Pecineaga 2, Mihai Viteazu (1 si 2)	Hârșova – Medgidia Sud – Constanța Nord	Tulcea						
P _{inst.CEE} (disp.net)	289	311	487	159	585	590	250	312	2983

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 – Băltăgești;
- se limitează *confidențial* pentru reducerea curentului pe LEA 110 kV Topolog – Tulcea Vest;

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.

Contingența critică este declanșarea LEA 110 kV Medgidia Nord – Medgidia 1, care încarcă LEA 110 kV Mircea Vodă – Medgidia Sud. Se menționează că aceasta din urmă este limitată de TC – ul din stația 110 kV Medgidia Sud. Limitarea producției CEE din zona 110 kV Hârșova – Medgidia Sud – Constanța Nord este de *confidențial*, situație care corespunde unui excedent maxim admisibil al acestei zone de cca. *confidențial*.

Pentru respectarea criteriului (N-1) în RET, nu au fost necesare buclări, dar s-au aplicat măsuri postvarie pentru descărcarea unor unități de transformare.

Reducerea preventivă a producției de la cca. 2980 MW la cca. 2890 MW este identificată că fiind cea mai mică posibilă în condițiile schemei de calcul și în ipoteza de palier de consum (7500 MW) și sold (export 1000 MW) considerată.

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

Zone	Dobrogea 110 kV			Lacu Sărat, Smârd an 110 kV	Tariverde	Stupina, Rahman	Băltăgești Gura Ialomiței	Moldova Banat	SEN
	<i>confidențial</i>								
MW	CEE Peștera, Chirnogeni, Cobadin, Pecineaga 2, Mihai Viteazu (1 și 2)	Hârșova – Medgidia Sud – Constanța Nord	Tulcea						
$P_{max,CEE}$	289	<i>confidențial</i>	<i>confidențial</i>	159	585	590	<i>confidențial</i>	312	cca. 2892

Zone	Dobrogea 110 kV			Lacu Sărat, Smârd an 110 kV	Tariverde	Stupina, Rahman	Băltăgești Gura Ialomiței	Moldova Banat	SEN
	<i>confidențial</i>								
%	CEE Peștera, Chirnogeni, Cobadin, Pecineaga 2, Mihai Viteazu (1 și 2)	Hârșova – Medgidia Sud – Constanța Nord	Tulcea						
$P_{max,CEE}$	100	<i>confidențial</i>	<i>confidențial</i>	100	100	100	<i>confidențial</i>	100	96.9

S-a marcat colorat zona în care este necesară limitarea producției. Regimurile de funcționare din timp real sunt caracterizate prin diverse producții în CEE. Setul de măsuri de dispecerizare a producției CEE prezentate mai sus se aplică integral sau parțial în funcție de nivelul acestei producții.

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

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

Regim	Tip palier	Palier consum [MW]	Prod. in CEE [MW]	Prod. in CEF [MW]	Prod. in CECC Petrom Brazi [MW]	Prod. in CNE [MW]	Sold export [MW]
R1	VS P	7700	**) 2983 ↘ 2890	0	<i>confidențial</i>	1400	1000
R2	GS P	4400	1500	0		1400	800
R3	VS V	7200	0	0		700	-1800
R4*)	VD V	7500	**) 2983 ↘ 2890	700		1400	1000
R5	VD V max (CEE=0)	8500	0	700		1400	-1400
R6	VD V sezonier	7125	1000	700		1400	500

R4 este regim de bază.

Pe acest regim de vârf se efectuează calcule de stabilitate statică, stabilitate tranzitorie, managementul congestiilor. Este un regim semnificativ prin durata acoperită și are un palier de consum

cu probabilitate mare de realizare. Producția în CEE este cea stabilă în urmă parcurgerii mai multor iterații, pornind de la valoarea inițială propusă prin temă (valoarea puterii instalate, mai precis puterea disponibilă netă) și ajungând la o valoare astfel încât:

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

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

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

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

Echipament retras din exploatare	Limitare preventivă (total reducere)	$P_{g\ CEE}$ / Excedent maxim al zonelor cu limitare preventiva
LEA 400 kV Gutinaș – Smârdan	<i>confidențial</i>	<i>confidențial</i>
LEA 400 kV Domnești – București Sud		
LEA 400 kV Constanța Nord – Cernavodă		
LEA 400 kV Tulcea Vest – Isaccea		
LEA 400 kV Tulcea Vest – Tariverde		
AT3 (sau AT4) – 400 MVA, 400/220 kV București Sud		
Trafo 2 – 250 MVA, 400/110 kV Medgidia Sud		

6.3. Managementul congestiilor

confidențial

6.4. Condiționări de regim

confidențial

6.5. Capacitatea de racordare pentru noi unități de producție

6.5.1. Capacitatea totală de racordare pentru noi unități de producție de energie electrică care poate fi preluată de RET fără întăriri este de aproximativ 13210 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 din rețea a cererilor de racordare poate conduce la limitarea posibilităților de racordare în zona respectivă);
- Evoluția puterii instalate în centrale noi dintr-o secțiune poate avea influență asupra capacității de racordare dintr-o altă secțiune alăturată;
- Dezvoltarea rețelei electrice de transport (realizarea de noi legături de evacuare dintr-o zonă, reconductorarea sau trecerea la 400 kV conduce la creșterea capacității de racordare).

6.5.3. Valorile capacităților de racordare prezentate nu se referă doar la RET. Acestea includ atât puterea generată de unitățile de producție care se pot racorda la RET, cât și excedentul zonelor RED 110 kV provenit din diferența dintre puterea generată și consumul din rețeaua 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 necesară punerea în funcțiune a LEA 400 kV Porțile de Fier – Reșița, 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.), punerea în funcțiune a trafo 2 400/110 kV Medgidia Sud, mărirea capacității de transport LEA 400 kV București Sud – Gura Ialomiței, realizarea LEA 400 kV Stâlpu – Brașov, trecerea la 400 kV a axului Brazi Vest – Teleajen – Stâlpu 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

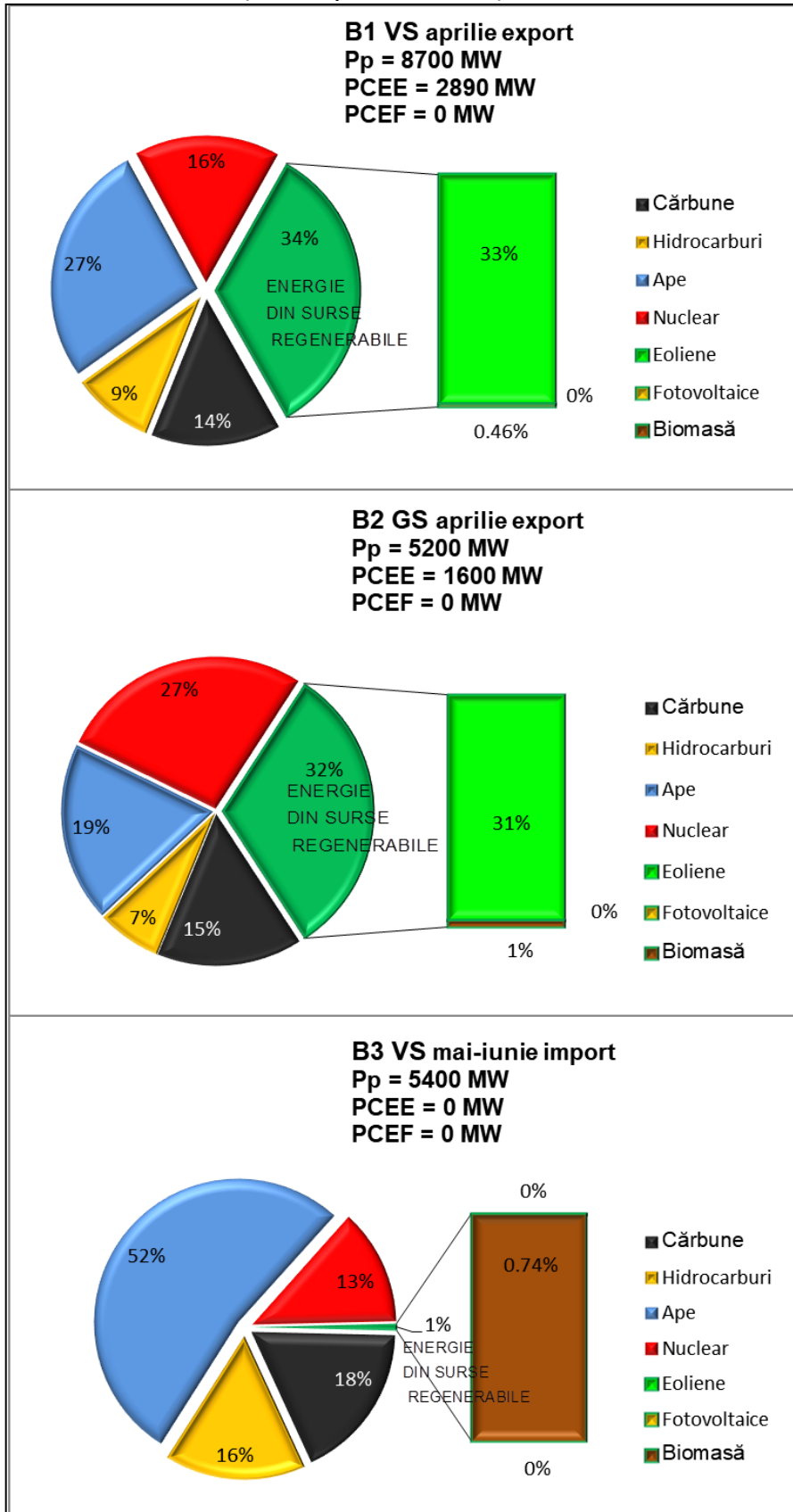
În corelare cu rezultatele studiului „Planificarea operațională a funcționării SEN în vara 2024”, este necesară urgentarea realizării unor*) obiective investiționale incluse în Planul de Dezvoltare a RET 2022 – 2031:

- Punerea în funcțiune a LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș d.c. (1 c.e.);

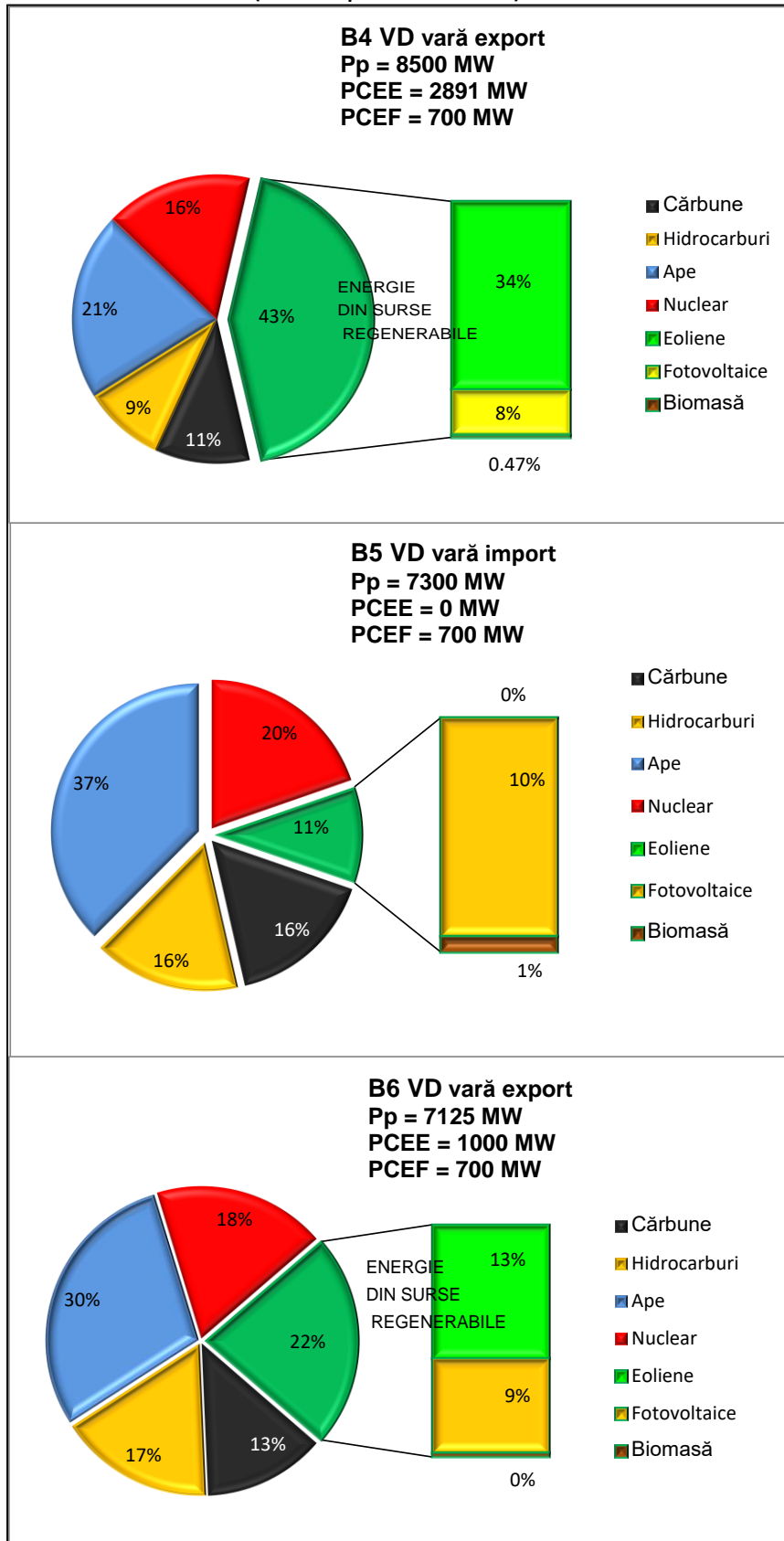
- Punerea în funcțiune a LEA 400 kV dublu circuit Cernavodă – Stâlp, cu un circuit intrare/ieșire în stația Gura Ialomiței;
- Trecerea la 400 kV a LEA 220 kV din axul Brazi Vest – Teleajen – Stâlp;
- Punerea în funcțiune a LEA 400 kV Porțile de Fier – Reșița;
- Trecerea la 400 kV a LEA 220 kV din axul Reșița – Timișoara – Arad;
- Reconductorarea LEA 220 kV Stejaru – Gheorgheni și Gheorgheni – Fântânele;
- 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 2024” 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 2024” se referă la planificarea operațională a funcționării SEN la nivel semestrial.

Structura pe resurse a producției brute din SEN în vara 2024
(valori procentuale)



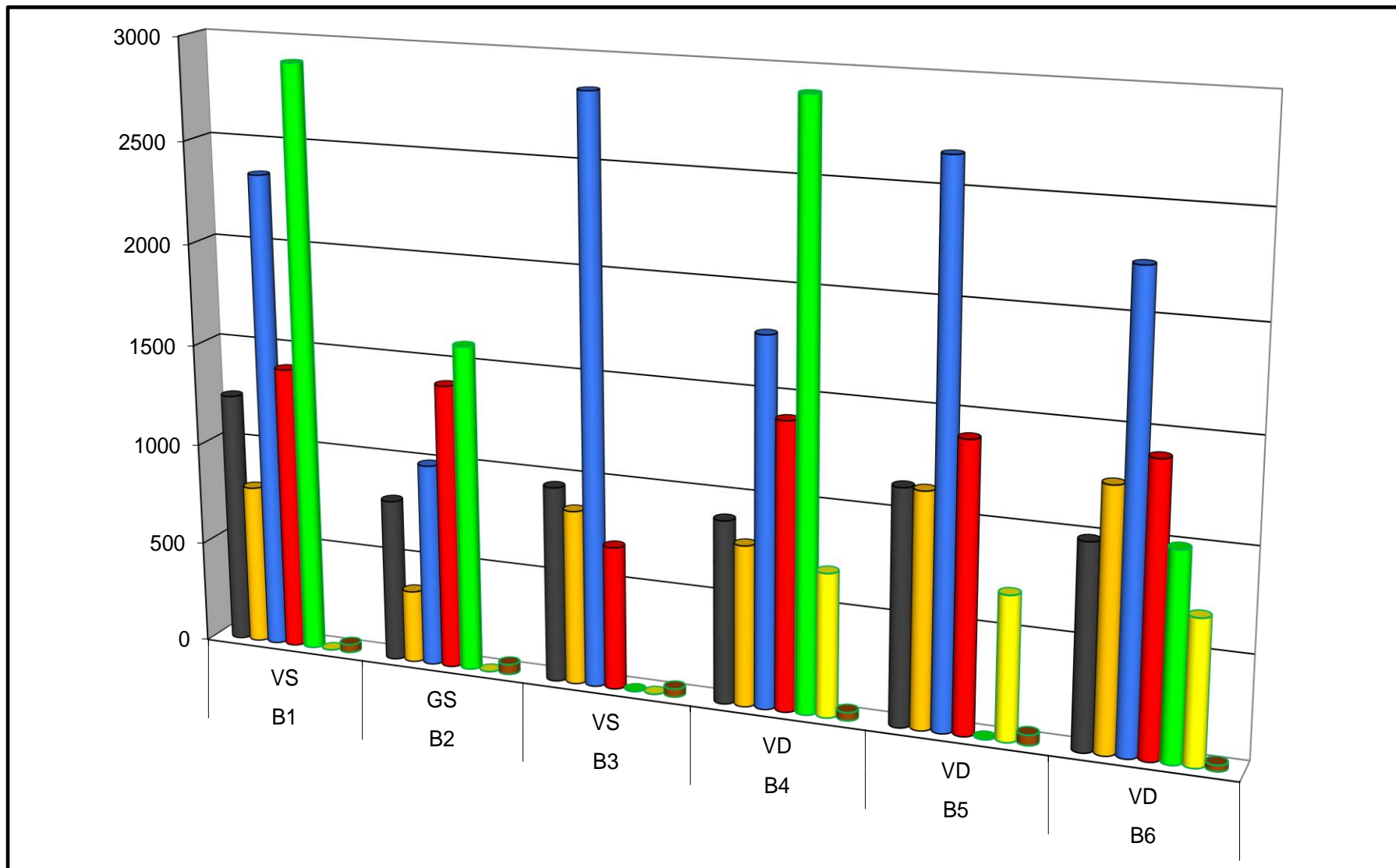
Structura pe resurse a producției brute din SEN în vara 2024
(valori procentuale)



Structura pe resurse a producției brute din SEN pentru vara 2024 (valori absolute)

P [MW]

Cărbune
 Hidrocarburi
 Ape
 Nuclear
 Eoliene
 Fotovoltaice
 Biomasă



Valorile NTC fiabile pe granițele României în **aprilie 2024** licitații lunare

NTC	01- 03.04	04 -05.04	06.-07.04	08-12.04	13-14.04	15-19.04	20-21.04	22-26.04	27-28.04	29-30.04		
RO=>HU	800										a-JAO	
HU=>RO	1000							800	1000			a-JAO
RO =>RS	400			500				400		500		a
RS =>RO	600										a	
RO=>BG	1560			1200						1560		a
BG=>RO	1560			1200						1560		a
RO=>UA	0											
UA=>RO	0											
RO=MD	0											
MD=>RO	0											
RO export	2760			2500				2400		2860		
RO import	3160			2800				2600		3160		

- TRM export/import în interfața RO 300 MW / 400 MW;