

Transelectrica®

Societate Administrată în Sistem Dualist

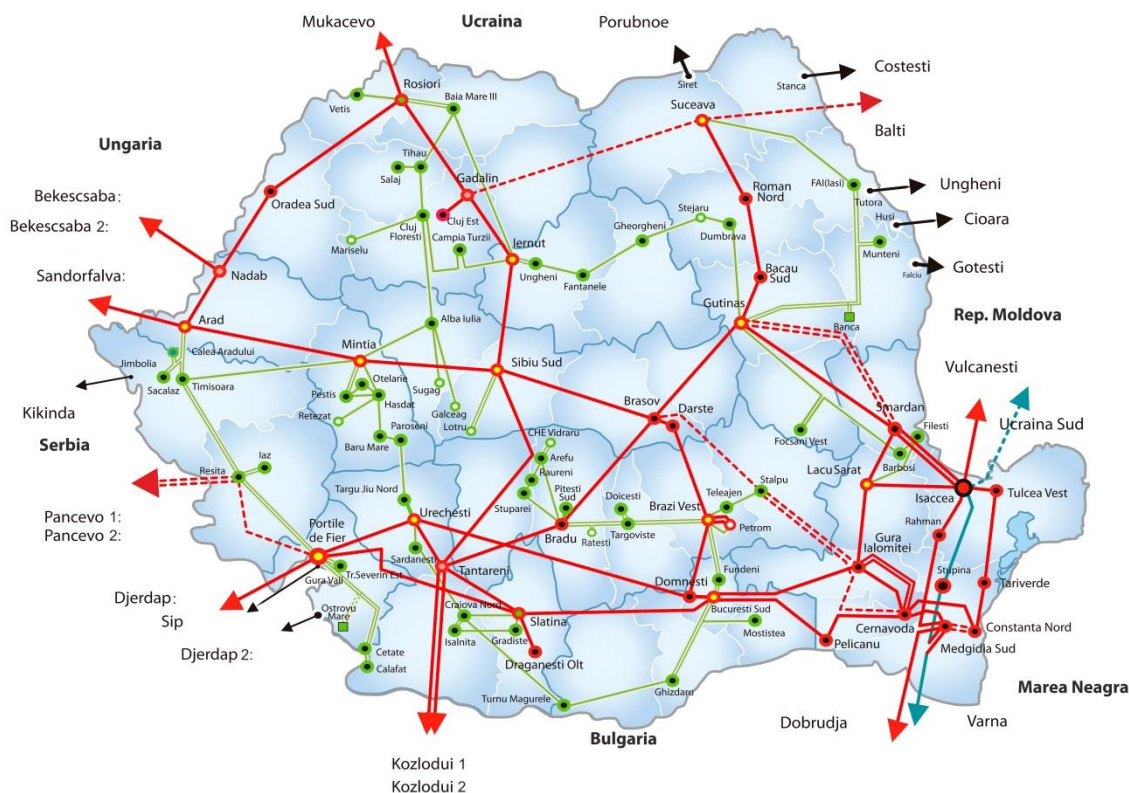
Dispecerul Energetic Național

Bd. Hristo Botev 16-18; sect.3; cod 030236 – București

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

Compania Națională de Transport al Energiei Electrice
Transelectrica SA - Sediul Social: Str. Olteni, nr. 2-4, C.P. 030786, București
România, Număr înregistrare Oficiul Registrului Comerțului J40/8060/2000,
Cod Unic de înregistrare 13328043 Telefon +4021 303 56 11, Fax +4021 303 56 10
Capital subscris și vărsat: 733.031.420 Lei www.transelectrica.ro

Planificarea operațională a funcționării SEN în iarna 2024 – 2025



Septembrie 2024

Acest studiu nu poate fi reprodus, împrumutat, expus sau folosit în niciun alt scop decât cel pentru care a fost comandat și executat. Informațiile conținute în acest document nu pot fi transmise la terți sau folosite în alte scopuri fără acordul scris al DEN.



CUPRINS

1. INTRODUCERE	4
2. BALANȚELE DE PUTERE	5
2.1. Consumuri înregistrate în ziua caracteristică din iarna 2023 – 2024	5
2.2. Consumuri înregistrate în iarna 2023 – 2024	7
2.4. Prognoza evoluției necesarului de energie electrică în iarna 2024 – 2025	11
2.5. Consumul intern brut mediu lunar prognozat pentru iarna 2024 – 2025	13
2.6. Capacități de producție	14
2.7. Variantele de balanță	15
2.8. Servicii de sistem (de echilibrare)	16
3. REGIMURI STAȚIONARE DE FUNCȚIONARE A SEN	17
3.1. Schema de calcul	18
3.2. Variante de regimuri analizate	21
3.3. Analiza regimurilor de funcționare în schema N	21
3.3.1. Prezentarea CEE modelate	21
3.3.2. Prezentarea CEF modelate	22
3.3.3. Schema cu N elemente în funcțiune	23
3.3.4. Analiza regimurilor de funcționare în scheme cu retrageri	38
3.3.5. Analiză comparativă între regimurile analizate	39
3.4. MANAGEMENTUL CONGESTIILOR	40
3.5. Capacități nete de schimb ale SEN (NTC)	40
3.5.1. Valori NTC sezoniere maxime negarantate	40
3.5.2. Valori NTC lunare/ sublunare ferme	42
3.6. Capacitatea disponibilă pentru comerțul transfrontalier în anul 2023	43
3.7. Capacitatea de racordare disponibilă pentru noi unități de producție	49
3.8. Impactul punerii în funcțiune a stației 400 kV Reșița	53
3.9. Impactul realizării stației 400 kV Arefu	53
4. VERIFICAREA STABILITĂȚII STATICE	53
4.1. Secțiunea S1	54
4.2. Secțiunea S2	54
4.3. Secțiunea S3	55
4.4. Secțiunea S4	56
4.5. Secțiunea S5	57
4.6. Secțiunea S6	59
5. VERIFICAREA STABILITĂȚII TRANZITORII	60
5.1. Verificarea stabilității tranzitorii a zonei Cernavodă	60
5.2. Verificarea stabilității zonei Porțile de Fier și a interconexiunii	61
5.3. Verificarea stabilității CECC Iernut	61
6. CONCLUZII ȘI PROPUNERI DE MĂSURI	61
6.1. Propuneri pentru schema normală de funcționare	61
6.2. Concluzii privind regimurile staționare	66
6.3. Managementul congestiilor	69
6.4. Condiționări de regim	69
6.5. Capacitatea de racordare pentru noi unități de producție	70
6.6. Concluzii privind stabilitatea statică	70
6.7. Concluzii privind stabilitatea tranzitorie	70
6.8. Concluzii generale	70

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 octombrie 2024
3.12	<i>confidențial</i>
4.1	<i>confidențial</i>
4.2.1 – 4.2.2	<i>confidențial</i>
4.3	<i>confidențial</i>
4.4.1 – 4.4.3	<i>confidențial</i>
4.5.1 – 4.5.3	<i>confidențial</i>
4.6.1 – 4.6.2	<i>confidențial</i>
5.1	<i>confidențial</i>
5.2	<i>confidențial</i>
5.3	<i>confidențial</i>
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 iarnă 2024 – 2025 și propune pe baza calculelor, schema normală de funcționare pentru perioada analizată. Tema este prezentată în Anexa 1 și avizată în CTES cu aviz nr. 291 / 2024.

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;
- 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 iarnă o balanță de puteri cu o producție la vârf de 9500 MW, care acoperă un consum intern de 8500 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 ENTSO-E, inclusiv SE Ucraina și SE Republica Moldova.

S-au analizat regimurile staționare corespunzătoare balanțelor stabilite, pentru condiții normale de funcționare a SEN (N elemente în funcțiune) și scheme cu retrageri din exploatare, 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 U-Q;
- 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;
- impactul punerii în funcțiune a stației 400 kV Reșița.

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 stabilității tranzitorii a CECC Iernut.

2. BALANȚELE DE PUTERE

2.1. Consumuri înregistrate în ziua caracteristică din iarna 2023 – 2024

Înregistrarea valorilor consumului intern brut pentru palierele caracteristice de funcționare în iarna 2023 – 2024 s-a făcut în ziua de miercuri 17 ianuarie 2024 (pentru vârful de dimineață, vârful de seară și golul de noapte) și în noaptea de 21 – 22 ianuarie 2024 (pentru golul de sărbătoare).

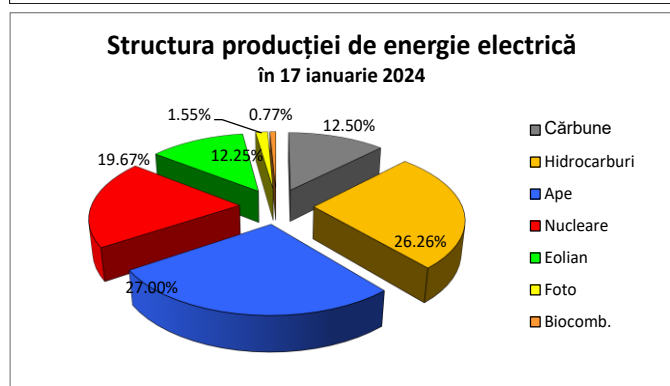
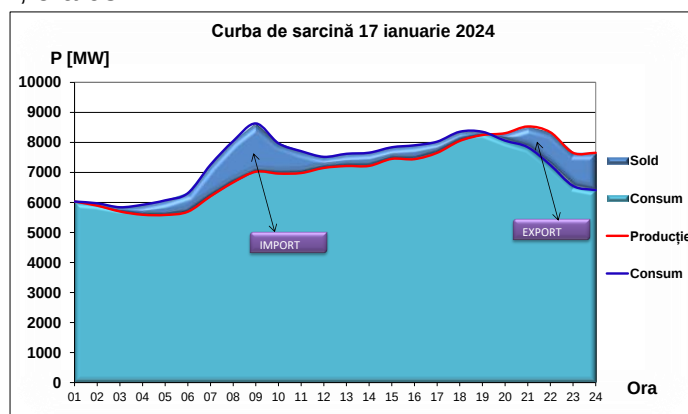
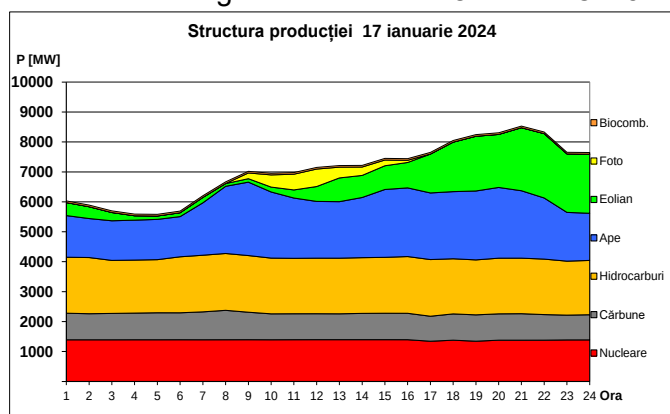
Valorile consumurilor înregistrate pe ansamblul SEN la palierele specifice în ziua caracteristică au fost:

17 ianuarie 2024

- vârful de dimineață: 8632 MW, ora 09;
- vârful de seară: 8354 MW, ora 19;
- golul de noapte: 5840 MW, ora 03;

22 ianuarie 2024

- golul de sărbătoare: 5749 MW, ora 03.



Structura producției [MWh/h,%]	Cărbune	881	12.50%
	Hidrocarburi	1851	26.26%
	Ape	1904	27.00%
	Nucleare	1387	19.67%
	Eolian	863	12.25%
	Foto	109	1.54%
	Biocomb.	54	0.77%

Pentru acoperirea consumului de energie electrică la vârful de dimineață (8632 MW) în prima parte a zilei din data de 17 ianuarie 2024 soldul a fost de import, având valoarea maximă de 1609 MW la ora 9. Odată cu creșterea producției în centralele fotovoltaice și în centralele electrice eoliene (producție care a atins 2150 MW la ora 22) s-a trecut de la sold de import la sold de export după depășirea orei vârfului de seară. Valoarea maximă de export a fost de 1247 MW la ora 24.

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

2.2. Consumuri înregistrate în iarna 2023 – 2024

Iarna 2023 – 2024 a fost o iarnă blândă. În toate lunile din perioada de iarnă analizată, în cele mai multe zone ale țării, temperatura medie a aerului a avut valori mai ridicate decât mediile lunare multianuale.

În luna octombrie 2023 temperatura medie a aerului a avut valori cu mult mai ridicate decât cele normale pe întreg teritoriul țării. Astfel, temperatura medie la nivel național, de 12,9°C, s-a situat pe locul al doilea în ierarhia celor mai ridicate temperaturi medii la nivel național, începând din anul 1961 și până în prezent.

În luna noiembrie 2023 cantitatea totală medie de precipitații la nivel național, de 97,7 l/mp, s-a situat pe primul loc în ierarhia celor mai mari cantități totale medii de precipitații la nivel național, începând din anul 1961 și până în prezent. În zona alpină s-au înregistrat ninsori cu depuneri de zapadă, dar și viscol. Temperaturile au variat între -11 °C și +26 °C.

Luna decembrie s-a înscris în tendința de creștere a temperaturilor, înregistrându-se valori care au alternat între -10°C și +21 °C.

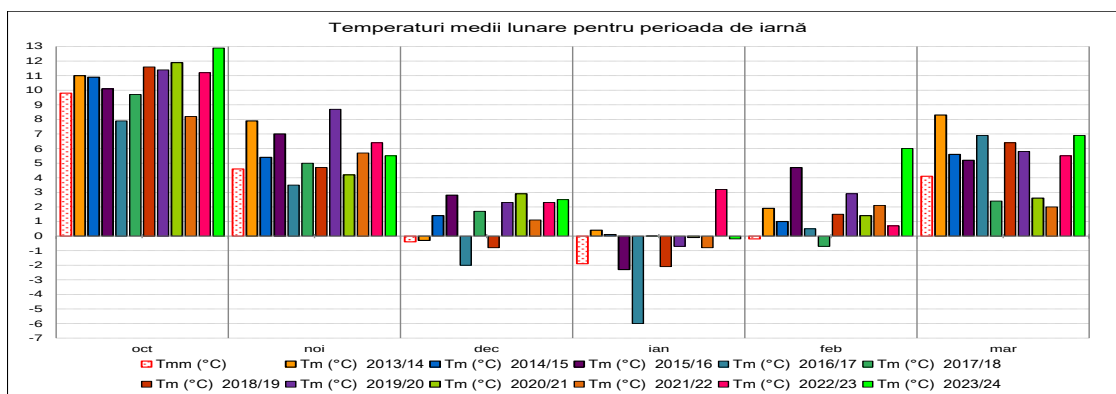
În luna ianuarie 2024 cantitatea totală medie de precipitații la nivel național, de 68 l/mp, s-a situat pe locul al cincilea în ierarhia celor mai mari cantități totale medii de precipitații la nivel național, începând din 1961 și până în prezent. Temperaturile au variat -23°C și +19 °C. În zona alpină înaltă s-a produs izolat viscol care a spulberat zăpada depusă.

În luna februarie 2024, temperatura medie a aerului la nivel național, de 6°C, s-a situat pe primul loc în ierarhia celor mai ridicate temperaturi medii la nivel național din istoria observațiilor meteorologice. Regimul pluviometric a fost deficitar, exceptând centrul Transilvaniei. Luna martie a adus temperaturi schimbătoare între -9°C și +30 °C în sudul țării la sfârșitul lunii.

Luna	T _m (°C)	T _m (°C) 2013/14	T _m (°C) 2014/15	T _m (°C) 2015/16	T _m (°C) 2016/17	T _m (°C) 2017/18	T _m (°C) 2018/19	T _m (°C) 2019/20	T _m (°C) 2020/21	T _m (°C) 2021/22	T _m (°C) 2022/23	T _m (°C) 2023/24
oct	9.8	11	10.9	10.1	7.9	9.7	11.6	11.4	11.9	8.2	11.2	12.9
noi	4.6	7.9	5.4	7	3.5	5	4.7	8.7	4.2	5.7	6.4	5.5
dec	-0.4	-0.3	1.4	2.8	-2	1.7	-0.8	2.3	2.9	1.1	2.3	2.5
ian	-1.9	0.4	0.1	-2.3	-6.0	0.01	-2.1	-0.7	-0.1	-0.8	3.2	-0.19
feb	-0.2	1.9	1	4.7	0.5	-0.7	1.5	2.9	1.4	2.1	0.7	6
mar	4.1	8.3	5.6	5.2	6.9	2.4	6.4	5.8	2.6	2	5.5	6.9

T_m – temperatura medie lunară

T_m – temperatura medie lunară multianuală



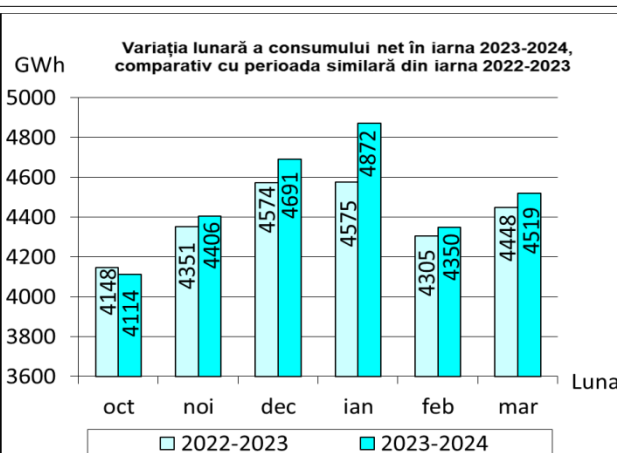
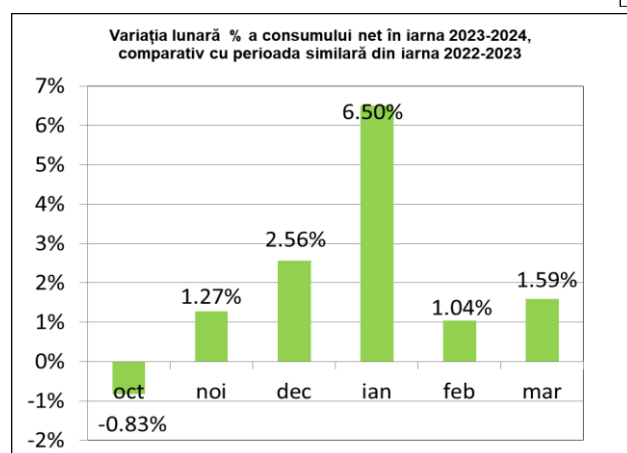
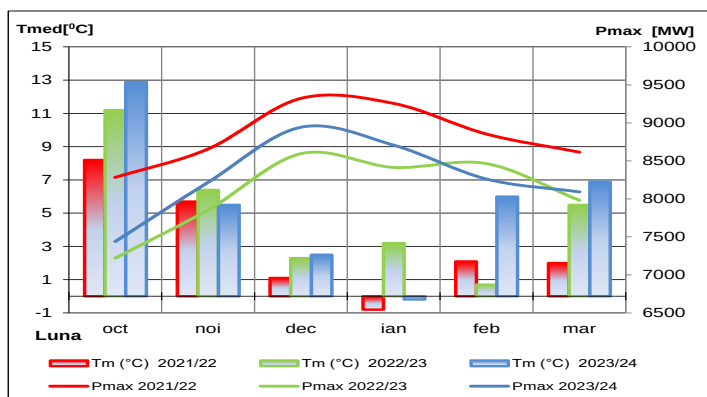
Cea mai scăzută temperatură medie lunară este cea a lunii ianuarie 2024, perioadă în care s-a înregistrat cea mai mare valoare a consumurilor medii lunare la palierul de vârf de seară din perioada analizată.

Creșterea temperaturilor înregistrate în sezonul de iarnă a avut ca efect scăderea consumului intern, în special în orele însorite datorită extinderii utilizării panourilor fotovoltaice. Recent, tot mai mulți

consumatori aleg să devină prosumatori, astfel încât puterea lor instalată a atins și a depășit valoarea de 1500 MW la sfârșitul lunii februarie anul curent, conform datelor de pe anre.ro.

Curba sarcină – temperatură în iarna 2023 – 2024 confirmă dependența strânsă a consumului de temperatură.

Luna	Tm (°C) 2021/22	Tm (°C) 2022/23	Tm (°C) 2023/24	Pmax 2021/22	Pmax 2022/23	Pmax 2023/24
oct	8.2	11.2	12.9	8283	7221	7439
noi	5.7	6.4	5.5	8657	7854	8218
dec	1.1	2.3	2.5	9323	8595	8943
ian	-0.8	3.2	-0.19	9256	8414	8707
feb	2.1	0.7	6	8853	8464	8261
mar	2	5.5	6.9	8615	7981	8092



Tabelul 2.2.1 Consumuri înregistrate în iarna 2023 – 2024

[MW]

Realiz. 2023-24 Val.medie TP	Vd-max/ ora		Vd-med/ ora		Vs-max/ ora		Vs-med/ ora		GS-min/ora		GS-med/ ora	
Octombrie	7064	9	6555	9	7439	20	7121	20	4305	4	4486	4
Noiembrie	8091	9	7223	10	8218	17	7613	18	4641	4	4977	4
Martie	7822	10	7293	9	8092	19	7752	20	4866	3	5063	3
Val.medie	7659		7024		7916		7495		4604		4842	

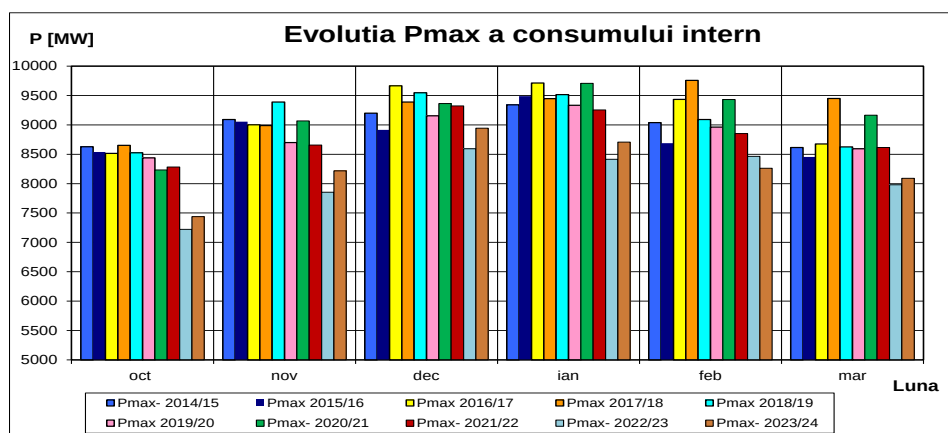
Realiz. 2023-24 Val.medie I	Vd-max/ ora		Vd-med/ ora		Vs-max/ ora		Vs-med/ ora		GS-min/ora		GS-med/ ora	
Decembrie	8943	10	7912	10	8573	17	7943	18	4546	4	5231	3
Ianuarie	8707	10	8059	9	8629	18	8157	18	4588	3	5304	3
Februarie	8215	9	7456	9	8261	19	7778	19	4875	2	5078	3
Val.medie	8622		7809		8488		7959		4670		5204	

Realiz. 2023-24	Vd-max/ ora		Vd-med/ ora		Vs-max/ ora		Vs-med/ ora		GS-min/ora		GS-med/ ora	
Octombrie	7064	9	6555	9	7439	20	7121	20	4305	4	4486	4
Noiembrie	8091	9	7223	10	8218	17	7613	18	4641	4	4977	4
Decembrie	8943	10	7912	10	8573	17	7943	18	4546	4	5231	3
Ianuarie	8707	10	8059	9	8629	18	8157	18	4588	3	5304	3
Februarie	8215	9	7456	9	8261	19	7778	19	4875	2	5078	3
Martie	7822	10	7293	9	8092	19	7752	20	4866	3	5063	3
Val.medie	8140		7416		8202		7727		4637		5023	

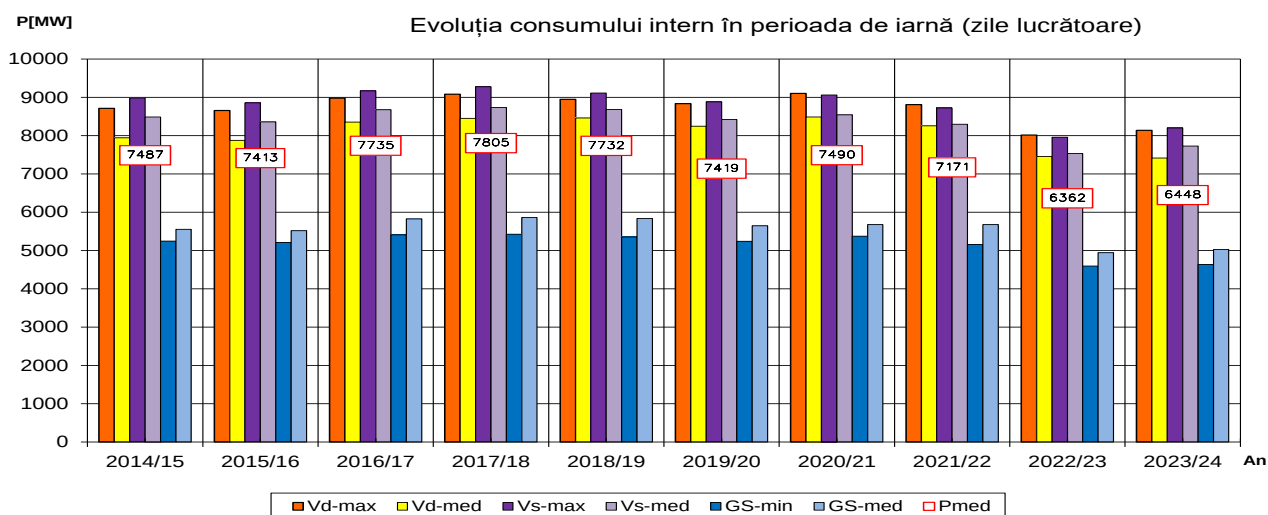
unde: VD – Vârf de dimineață,
VS – Vârf de seară,
GS – Gol de noapte de sărbătoare,
GN – Gol de noapte pentru zi lucrătoare.

10. Valoarea maximă a consumului (medie orară) a fost 8943 MW înregistrată joi 7 decembrie ora

Evoluția valorilor consumului maxim lunar din cele 6 luni considerate de iarnă din perioada 2014 – 2024 este prezentată în graficul de mai jos :



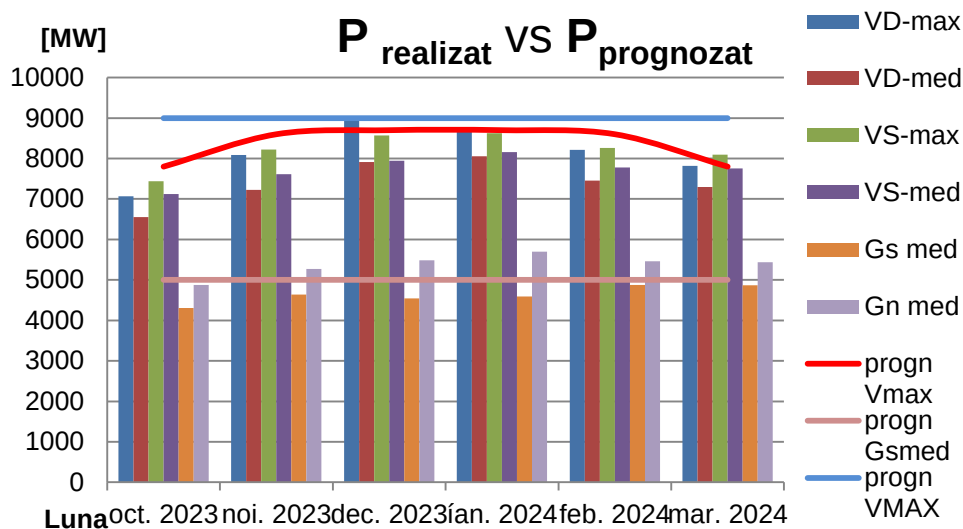
În tabelul și graficul următor este reprezentată variația consumului intern brut (medie semestrială) considerat pentru zilele lucrătoare și înregistrat la palierelor caracteristiceși media semestrială obținută din energia lunară, pentru ultimele zece sezoane.



Evoluția consumului intern în perioada de IARNA						[MW]
anul	Vd-max	Vd-med	Vs-max	Vs-med	GS-min	GS-med
2014/15	8711	7944	8986	8485	5244	5554
2015/16	8658	7875	8857	8359	5209	5517
2016/17	8979	8352	9168	8678	5408	5823
2017/18	9080	8453	9277	8734	5427	5861
2018/19	8947	8463	9112	8681	5355	5834
2019/20	8837	8244	8881	8422	5241	5645
2020/21	9102	8486	9061	8543	5373	5676
2021/22	8808	8255	8725	8299	5156	5676
2022/23	8016	7454	7960	7532	4594	4943
2023/24	8140	7416	8202	7727	4637	5023

Diagnoza valorilor folosite la studiul anterior

Abaterea de estimare este comparabilă cu valoarea reducerii consumului, calculul fiind acoperitor.



2.3. Valori de capacități nete de transfer

În graficele de mai jos sunt reprezentate pentru perioada octombrie 2023 – martie 2024:

- curbele valorilor orare ale NTC ferme agreate de import și de export pentru perioada respectivă;
- programele orare de import și export, curbe care explicitează utilizarea orară a NTC (fig. 2.3.1).

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

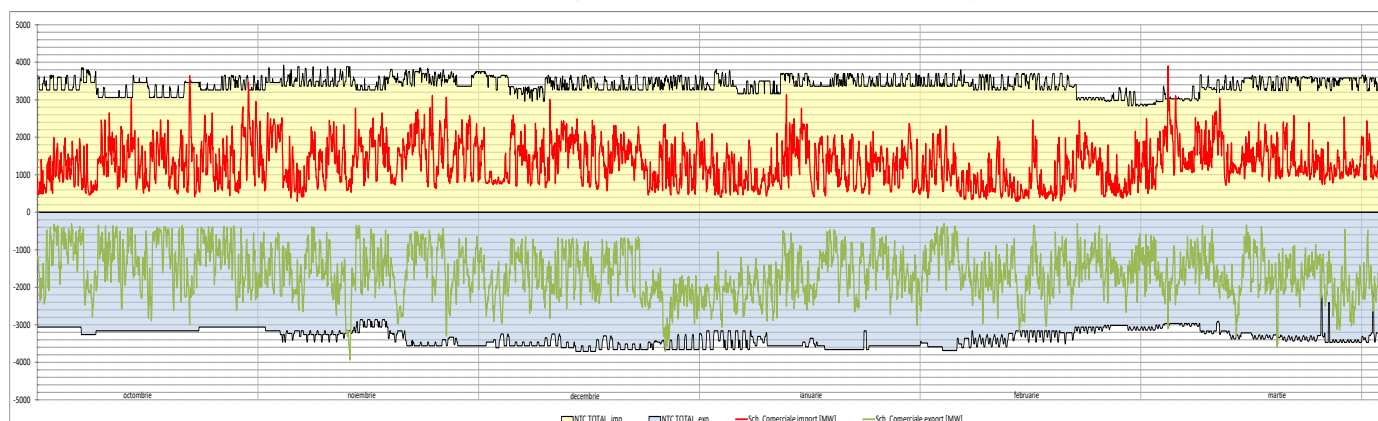
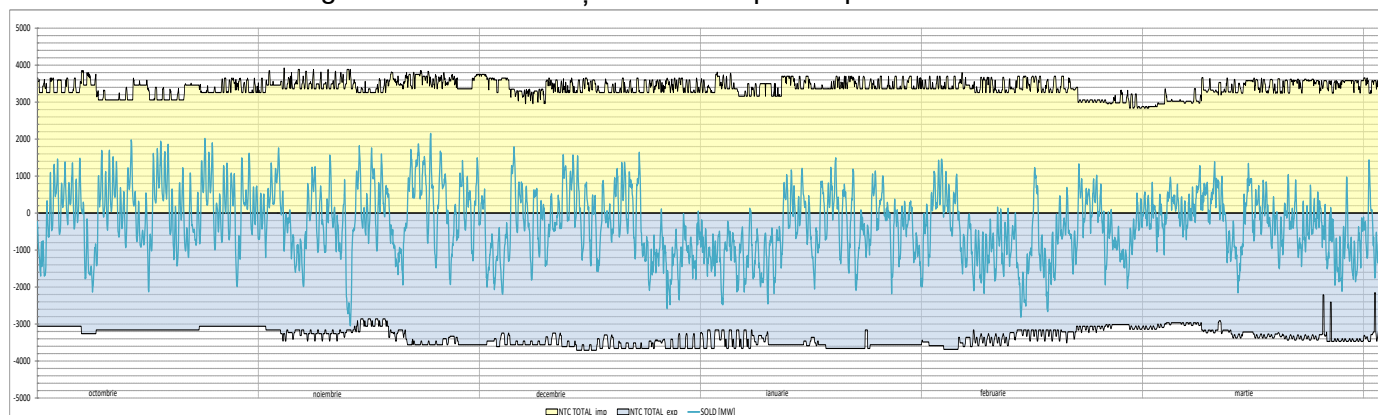


Fig. 2.3.2 Valori NTC și soldul orar pentru perioada analizată



Rezultatul soldării graficelor de schimb se încadrează în valorile NTC.

2.4. Prognoza evoluției necesarului de energie electrică în iarna 2024 – 2025

Contextul macroeconomic dificil și evoluția conflictului armat de la granițele naționale sunt variabile ce contribuie la incertitudinile legate de determinarea perspectivelor viitoare ale pieței, cu impact asupra prognozei cererii de energie electrică pe termen mediu pentru România, pornind de la datele macroeconomice și energetice istorice.

Deși Comisia Națională de Strategie și Prognoză prevedea o dinamică economică a țării de 3,4% în 2024 și 4% în 2025, datele statistice preliminare publicate de Institutul Național de Statistică pentru semestrul I 2024, indică o creștere mai moderată a Produsului Intern Brut, de 0,7% (pe seria brută), față de perioada similară a anului 2023.

În aceeași perioadă, consumul intern brut de energie electrică a înregistrat o creștere de cca. 1,4% față de semestrul I 2023, pe fondul recuperării parțiale a pierderii din economie înregistrate anul trecut, tendință ce se estimează a se menține și pentru perioada 1 octombrie 2024 – 31 martie 2025, comparativ cu sezonul de iarnă 2023 – 2024.

Ipotezele referitoare la variabilele ce influențează cererea de energie la nivelul SEN, cum ar fi electromobilitatea și creșterea surselor distribuite de producere a energiei electrice (panouri solare pe acoperiș, baterii, etc), estimează atingerea, până la finele sezonului analizat, a unui număr de peste 61960 de vehicule electrice de diferite categorii și a unei capacități de peste 2230 MW instalate la prosumatori.

Pentru captarea influenței variabilelor climatice asupra cererii de energie electrică definite de scenariul de referință a fost utilizată *Baza de date* PECDv4 disponibilă în cadrul ENTSO-E (*Pan European Climate Database*), ce include pentru fiecare țară serii de date orare corelate referitoare la *temperatura aerului, precipitații, viteza medie a vântului și intensitatea radiației solare*, pentru 36 de ani-tip, ce reprezintă 36 de scenarii anuale cu caracteristici diferite din punct de vedere meteorologic.

Efectul combinat al ipotezelor considerate pentru variabilele specifice scenariului de referință analizat și, de asemenea, al diferitelor condiții climatice, a fost cuantificat cu ajutorul programului DFT *Demand Forecast Toolbox*, dezvoltat în cadrul ENTSO-E pentru studiile de piață.

Din analiza celor 36 de curbe orare obținute cu DFT pentru perioada octombrie 2024 – martie 2025, au fost determinate limitele de variație ale consumului de energie electrică în funcție de condițiile climatice, pentru sezonul de iarnă.

Scenariul de referință modelat, reprezentat în Tabelul 2.4.1 și grafic în Figura 2.4.1, se încadrează în limitele de variație descrise de cei 36 de ani cu caracteristici meteorologice diferite reprezentați în PECD (valori mediane).

Tabel 2.4.1 Evoluția necesarului de energie electrică în iarna 2024 – 2025 – scenariul de referință

		2024			2025		
		Octombrie	Noiembrie	Decembrie	Ianuarie	Februarie	Martie
Consum intern brut	TWh	4,5	4,7	5,0	5,2	4,7	4,9
Puteri de gol	MW	4360	4640	4200	5000	5220	4740
Puteri de vârf	MW	8090	8490	8680	8930	8810	8425

Figura 2.4.1 Evoluția consumului intern brut – valori minime, maxime și total lunar iarna 2024 – 2025
Scenariul de referință

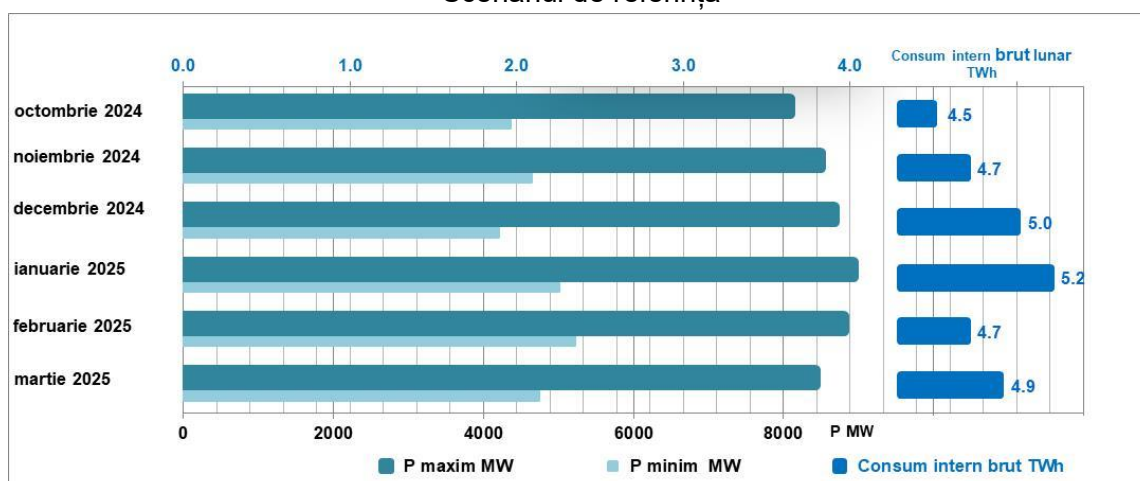
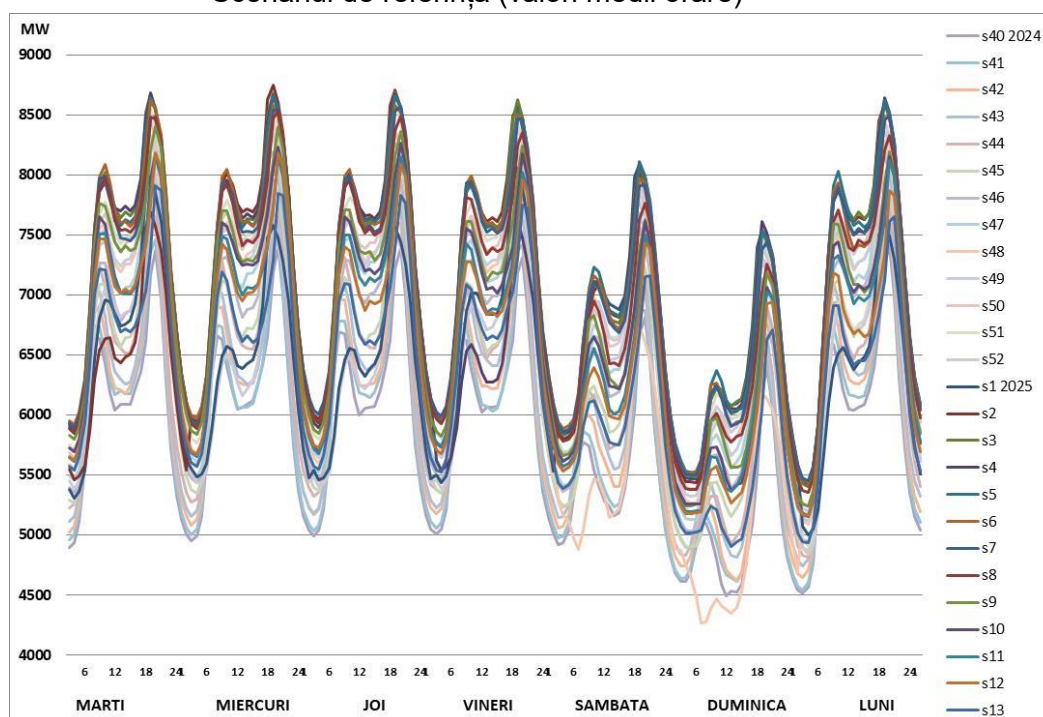
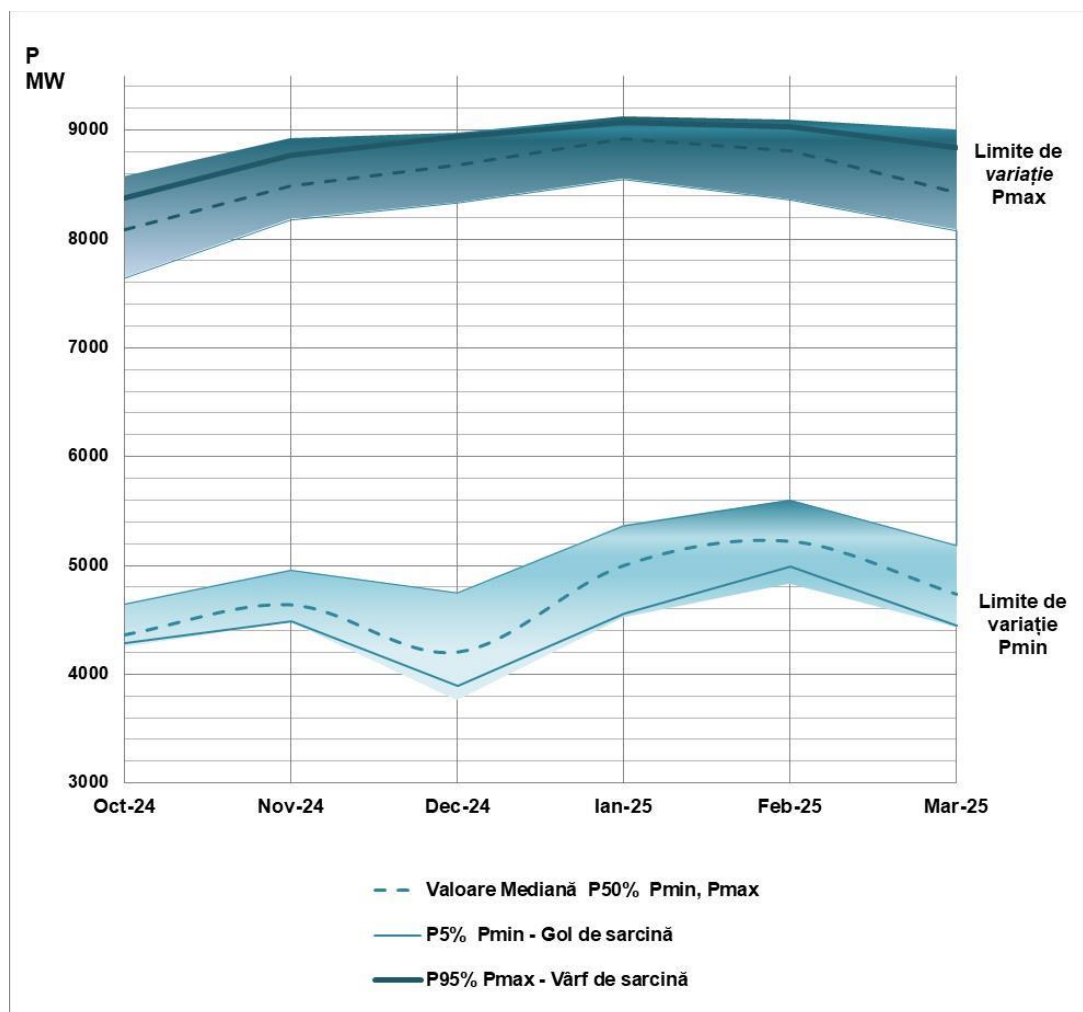


Figura 2.4.2 Evoluția săptămânală a consumului în perioada 1 octombrie 2024 – 31 martie 2025
Scenariul de referință (valori medii orare)



În Figura 2.4.3. sunt reprezentate limitele de variație ale valorii consumului intern brut, puteri de vârf și de gol pentru fiecare lună din perioada de iarnă, respectiv valorile excepționale ale consumului Pmin sau Pmax, ce corespund unor condiții climatice extreme, cu probabilitate de apariție mai mică de 5%. Ca urmare, 95% dintre valorile orare ale consumului se încadrează în limitele descrise de P5% (Percentila 5) pentru valorile de gol și de P95% (Percentila 95), corespunzătoare valorilor de vârf de sarcină.

Figura 2.4.3. Limitele minime/maxime de variație ale consumului intern brut orar în funcție de condițiile climatice – iarna 2024 – 2025



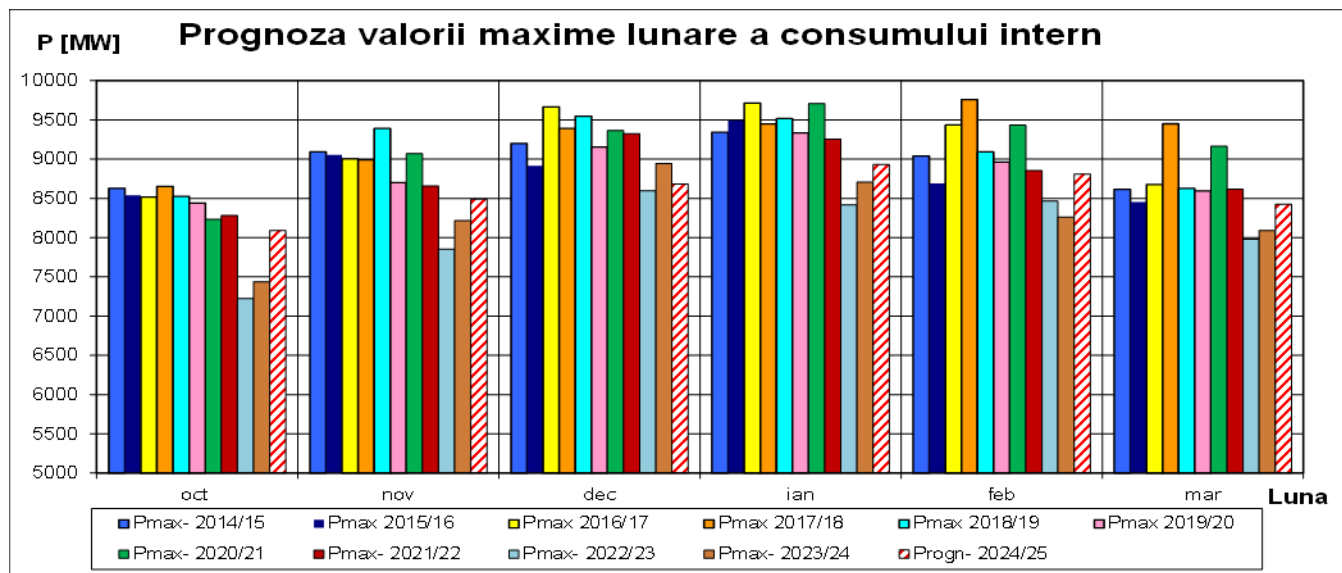
2.5. Consumul intern brut mediu lunar prognozat pentru iarna 2024 – 2025

Pentru stabilirea unui consum brut mediu pentru iarna 2024 – 2025 s-au analizat atât înregistrările consumului intern brut pentru perioada de iarnă 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 $P_{c,max}$ lunar prognozate pentru iarna 2024 – 2025 sunt:

Luna	Pmax-2014/15	Pmax-2015/16	Pmax-2016/17	Pmax-2017/18	Pmax-2018/19	Pmax-2019/20	Pmax-2020/21	Pmax-2021/22	Pmax-2022/23	Pmax-2023/24	Progn-2024/25
oct	8629	8539	8515	8653	8525	8438	8234	8283	7221	7439	8090
nov	9091	9054	9003	8989	9390	8698	9068	8657	7854	8218	8490
dec	9199	8915	9665	9389	9546	9154	9364	9323	8595	8943	8680
ian	9341	9490	9714	9446	9515	9335	9708	9256	8414	8707	8930
feb	9038	8688	9435	9758	9092	8963	9431	8853	8464	8261	8810
mar	8615	8455	8676	9449	8625	8595	9165	8615	7981	8092	8425

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 5 paliere de consum pentru care sunt elaborate 6 balanțe de producție considerând soldul corespunzător perioadei.

Tabelul 2.5.

[MW]

Codif. Balanta	Producție SEN	Consum SEN	Palier de consum	Perioada de calcul	Termoficare	Producție			Sold export
						RES		CNE	
						CEE	CEF		
B1	8500	7300	VS T	oct	NU	maxim admisibil	0	1400	1200
B2	5500	4700	GS T	oct	NU	maxim admisibil	0	1400	800
B3	9500	8500	VS I	noi.-mar.	DA	maxim admisibil	0	1400	1000
B4	8783	8300	VD I sez	noi.-mar.	DA	1000	600	1400	483
B5	7200	9200	VS I max	noi.-mar.	DA	0	0	1400	-2000
B6	7000	8500	VS I	noi.-mar.	DA	0	0	1400	-1500

În consumul prognozat sunt cuprinse și consumurile serviciilor proprii ale centralelor (între 310 MW și 360 MW, în funcție de palierul de sarcină) și pierderile de putere activă în rețelele electrice: RET și RED.

2.6. Capacități de producție

Situația capacităților de producție din SEN la data de 1 aprilie 2024 conform datelor primite de la departamentul RAF și cele care sunt estimate că vor fi disponibile pentru iarna 2024 – 2025, obținute în baza informațiilor transmise de către DET și departamentul MFGAP, este prezentată în **tabelul 2.6**.

Combustibil	P_i licenta ANRE	$P_{netă}$	R_{pp}	P_d
Total	18319.06	16415.29	1272.105	17085.48
Carbune	2762.20	1909.30	612.00	2151.00
Hidrocarburi	2715.24	2275.15	272.16	2455.00
Ape	6638.94	6312.01	270.21	6377.50
Nucleara	1413.00	1300.00	0.00	1413.00
Eolian	3026.91	2966.44	33.53	3000.78
Biomasa/Biogaz/Altele	136.55	125.05	4.97	132.05
Solara	1626.17	1527.33	79.18	1556.16
Geotermala	0.05	0.00	0.05	0.00

unde P_i = Putere instalată,
 $P_{netă}$ = Puterea netă,
 P_d = Putere disponibilă,
 R_{pp} = Reducerile permanente de putere.

P_i prosumatori la data 30.06.2024
1873 MW

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 balanta	Productie SEN (MW)	Consum SEN (MW)	Palier de consum	Productie RES			Productia în centrale mari (MW)				Sold exp (MW)
				eoliana (MW)	fotovolt. (MW)	biomasa (MW)	Termocentrale		CNE	Hidro	
							Carb	Hidrocarb			
B1	8500	7300	VS T	2946	0	55	956	984	1400	1909	1200
B2	5500	4700	GS T	1700	0	42	724	765	1385	669	800
B3	9500	8500	VS I	2970	0	55	1015	1391	1400	2394	1000
B4	8783	8300	VD I sez	1000	600	55	1025	1468	1400	2915	483
B5	7200	9200	VS I max	0	0	55	922	1476	1400	3027	-2000
B6	7000	8500	VS I	0	0	55	960	1475	1400	2790	-1500

Balanțele 1 și 2 sunt dedicate analizei comportamentului sistemului în luna octombrie 2024 la vârf de sarcină fără termoficare și la gol de sarcină (palierul de gol de noapte de sărbătoare GS este considerat palierul cu cea mai redusă valoare a consumului intern brut din cadrul întregii perioade analizate). În cazul Balanței 2 s-a determinat puterea maximă care ar putea fi produsă în centralele eoliene în condiții de asigurare a rezervelor pentru servicii de sistem (adecvanța sistemului).

Balanța 3 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 (adecvanța sistemului) pentru un consum la vârful de seară de 8500 MW.

Balanța 4 propune o variantă de structură a producției brute pentru acoperirea consumului la vârful de dimineață și a soldului prognozat considerându-se o producție în CEF de 600 MW, în CEE de 1000 MW și sold de export de 483 MW.

Balanța 5 este concepută pentru verificarea comportării sistemului în condițiile de consum crescut (iarnă grea) la palierul vârf de seară, la care producția în centralele electrice eoliene este minimă (0 MW) și sold de import de 2000 MW.

Balanța 6 prezintă o structură a producției brute pentru acoperirea consumului la vârful de seară fără producție în CEE și CEF și cu sold de import de 1500 MW.

În anexa 2.7.1 sunt prezentate producțiile în centrale în cele 6 variante de balanță analizate la funcționarea SEN în iarna 2024 – 2025. Anexele 2.7.2 și 2.7.3 conțin structura pe resurse a producției în SEN corespunzătoare balanțelor analizate, în valori absolute și în procente.

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 (de echilibrare)

confidențial

3. REGIMURI STAȚIONARE DE FUNCȚIONARE A SEN

Acest capitol are ca scop analiza regimurilor staționare de funcționare a SEN în perioada 01.10.2024 – 31.03.2025.

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

Modelul rețelei externe pentru palierul de vârf de sarcină a fost realizat pornind de la prognoza modelului comun de rețea sezonier furnizat de grupa de lucru NM&FT, corespunzător zilei de 18.12.2024, 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 16.10.2024, 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;
- LEA 400 kV Reșița – Pancevo.

Având în vedere balanțele producție – consum – sold estimate în regimurile analizate pentru iarna 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 de funcționare, respectiv a condiționărilor de regim;
- debucularea rețelei de 110 kV în toate zonele în care aceasta este în paralel cu rețeaua de 220 kV și 400 kV și respectarea criteriilor de siguranță și calitate a energiei electrice;
- identificarea necesităților de utilizare a benzii secundare de reactiv;
- identificarea unor valori maxime posibile ale producției CEE, în anumite regimuri, în condiții de siguranță în funcționare a SEN;
- determinarea congestiilor în zona București și în secțiunile caracteristice S4, S5 și S6;
- determinarea capacităților nete de schimb maxime negarantate.

3.1. Schema de calcul

Retragerile de lungă durată din exploatare pentru lucrări de retehnologizare (RTh) sunt cele cuprinse în Programul anual de retragere din exploatare a echipamentelor și instalațiilor din RET în anul 2024 (PAR 2024), în corespondența cu DET-urile și în Planul de dezvoltare RET.

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

Echipamentele din RET retrase din exploatare sau indisponibile și cele puse în funcțiune în schema de calcul sunt prezentate în continuare.

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

DET Bacău:

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

- RTh **Smârdan**: în vederea trecerii de la soluțiile provizorii de funcționare la cea finală, continuă desfășurarea etapizată a lucrărilor succesive. Deoarece nu se estimează vreo punere în funcțiune, ipoteza considerată pentru schema de calcul este similară cu cea din sezonul precedent de vară 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;

- S-a modelat CEF Borzești (48.8 MW) ;

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

- 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;

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

- Datorită incertitudinii legate de trecerea la nivelul de 400 kV a stației 220/110 kV Arefu, prin secționarea LEA 400 kV Țânțăreni - Sibiu Sud, aceasta nu a fost modelată în schema de calcul, dar se va face o analiză de sensibilitate pentru evaluarea impactului acesteia. Retehnologizarea stației 220 kV este finalizată, ambele unități de transformare fiind disponibile;

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

- În afară de CEF **Rătești** ($P = 131$ MW), modelată deja din iarna 2023 – 2024, s-a modelat CEF **Slătioara** (30 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 MVA din stația Oradea Sud, în urma căreia aceasta funcționează singura pe bara 2 – 400 kV, înseriată prin CT 400 kV, restul echipamentelor funcționând la bara 1 – 400 kV;

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

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

- RTh **Reșița**:

Lucrările de retehnologizare a stației la nivelul de tensiune 220 kV sunt finalizate.

Sunt 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 retrasă din exploatare. LEA 220 kV Timișoara circ. 1 și circ. 2 în funcțiune pe celulele Iaz circ. 2, respectiv circ. 1 retehnologizate;

S-a considerat realizată stația 400 kV Reșița cu următoarele elemente: LEA 400 kV Porțile de Fier – Reșița, LEA 400 kV Reșița – Pancevo circ.1, AT 3 – 400 MVA, 400/220 kV Reșița, BC 400 kV Reșița.

S-au modelat LEA 400 kV Reșița – Porțile de Fier, LEA 400 kV Reșița – Pancevo.

- Lucrările de retehnologizare a stației la nivelul de tensiune 110 kV sunt finalizate. S-au desființat toate provizoratele realizate pentru realizarea lucrărilor de retehnologizare. S-a desființat LEA 110 kV Ciudanovița – Călnic provizorat, realizat prin șuntarea LEA 110 kV Reșița – Ciudanovița cu LEA 110 kV Reșița – Călnic;

- RTh **Baru Mare**:

Lucrările de retehnologizare a stației la nivelul de tensiune 220 kV sunt finalizate. AT1 200 MVA Baru Mare nou este în funcțiune. Se desființează LEA 220 kV Paroșeni – Hășdat provizorat.

Se consideră finalizată retehnologizarea stației 110 kV și desființate toate provizoratele realizate în ultima etapă a retehnologizării. Sunt deja 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 două bare obținute prin combinațiile stării cuplelor. Zona 110 kV Paroșeni – Baru Mare va funcționa debuclet de zona 110 kV Hășdat – Peștiș – Mintia.

Zona 110 kV Hășdat se buclează cu zona 110 kV Peștiș – Mintia prin deconectarea CT 110 kV Laminoare și conectarea LEA 110 kV Peștiș – Laminoare circ. 1 și circ. 2 și cu LEA 110 kV Simeria – Călan în funcțiune în stația 110 kV Simeria și deconectată în Călan;

În Petrila CT 110 kV deconectată și LEA 110 kV Baru Mare circ. 2 deconectată în Paroșeni; În afară de CEF Lipova (6 MW), modelată deja din vara 2024, nu s-au modelat alte CEF; S-au modelat AT3 – 400 MVA 400/220 kV Reșița și AT – 200 MVA 220/110 kV Baru Mare,

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 vară 2024;

- **CTE Iernut** (centrala veche) se retrage definitiv din exploatare din 31.08.2024. Probele cu primul grup TG6 la centrala nouă încep la sfârșitul anului. Ca urmare, nu este considerată nicio producție în această centrală;

- S-a pus în funcțiune stația **CFR Mureni** (intrare – ieșire în LEA 110 kV Fântânele – Hoghiz circ. 2) În stația Fântânele, LEA 110 kV Mureni și LEA 110 kV Hoghiz vor fi în funcțiune.

- S-a considerat că reconductorarea **LEA 220 kV Stejaru – Gheorgheni** și **LEA 220 kV Gheorgheni – Fântânele** sunt reconducturate cu conductor de capacitate mărită;

- S-au modelat, în afară de CEF **Glodeni** (48 MW) și CEF **Prundu Bârgăului** (6 MW) modelate deja din vara 2024, următoarele: CEF **Pârâu** (65.7 MW), CEF **Sărmășag** (45 MW), CEF **Satu Mare 1** (66 MW), CEF **Teiuș** (60 MW); Ambele unități de transformare 200 MVA, 220/110 kV **Alba Iulia** sunt în funcțiune. CT 110 kV Alba Iulia este deconectată, zona 110 kV **Câmpia Turzii** va funcționa debuclet de zona 110 kV Alba Iulia (CL 110 kV Ocna Mureș și LEA 110 kV Câmpia Turzii – Aiud deconectate). Se menține în stația **Cluj Florești** o singură unitate de transformare în funcțiune și CT 110 kV conectată; Zona RED 110 kV Sibiu este 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 a înlocuirii acestora.

Modelarea CEE și CEF pentru calculele de regimuri staționare s-a făcut la tensiunea de 110 kV sau 400 kV. La modelarea acestora s-a considerat banda de variație a puterii reactive corespunzând respectării cerinței privind $\cos \varphi$ în punctul comun de conectare, anume: $-0.9 < \cos \varphi < 0.9$ la CEE și $-0.9 < \cos \varphi < 0.9$ la CEF care debitează în RED 110 kV. CEF care debitează în rețeaua de MT sunt considerate fără schimb de 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. în CEE [MW]	Prod. în CEF [MW]	Prod. în CECC Petrom Brazi [MW]	Prod. în CNE [MW]	Sold export [MW]
R1	VS T	7300	**) 2980 ⚡ 2846	0	<i>confidențial</i>	1400	1200
R2	GS T	4700	1700	0		1400	800
R3*)	VS I	8500	**) 2980 ⚡ 2970	0		1400	1000
R4	VD I sezonier	8300	1000	600		1400	483
R5	VD I max (CEE=0)	9200	0	0		1400	-2000
R6	VS I (CEE=0)	8500	0	0		1400	-1500

*) R3 este regim de bază.

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

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

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

3.3. Analiza regimurilor de funcționare în schema N

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

3.3.1. Prezentarea CEE modelate

S-au modelat în regimuri CEE dispecerizabile cu o putere instalată mai mare sau egală cu 5 MW aflate în exploatare la data de 01.04.2024. S-a considerat banda de variație a puterii reactive corespunzând respectării cerinței privind $\cos \varphi$ în punctul comun de conectare, anume: $-0.9 < \cos \varphi < 0.9$ pentru CEE. CEE dispecerizabile modelate au fost considerate ca făcând parte din anumite **zone** de rețea, la care se va face referire pe parcursul studiului. În general, impactul producției CEE din fiecare zonă asupra circulațiilor de putere într-un anumit regim este comun. Gruparea pe zone permite luarea unei decizii de limitare a puterii produse de CEE în mod specific, doar pentru acele CEE care influențează încărcarea peste limita admisibilă a unui anumit element. Zonele în care se află CEE sunt următoarele:

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

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

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

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

- **zona secțiunii S6**, compusă din:
 - **zona Dobrogea;**
 - **zona 110 kV Lacu Sărat – Smârdan;**
 - **zona Bălțăgești – Gura Ialomiței;**
- **zona Moldova** (inclusiv zona Buzău);
- **zona Banat.**

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

Tabelul 3.2.

DET și zone	Pd netă [MW]
DET 1	371
DET 2	2540
DET 4	71
zona 110 kV Constanța – Medgidia	601
<i>din care Hârșova – Medgidia – Constanța</i>	<i>311</i>
zona Tulcea	487
zona 110 kV Lacu Sarat, Smârdan	159
zona stațiilor 400/110 kV Stupina și Rahman	590
zona stației 400/110 kV Tariverde	585
zona Dobrogea	2262
zona Bălțăgești – Gura Ialomiței	250
zona Moldova	240
zona Banat	71
Total SEN	2982

Se menționează că nu au fost modelate CEE nedispecerizabile, cuantumul puterii nete disponibile a acestora, la data de 01.04.2024, fiind aproximativ 184 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 01.04.2024. S-a considerat banda de variație a puterii reactive corespunzând respectării cerinței privind $\cos \varphi$ în punctul comun de conectare și anume: $-0.9 < \cos \varphi < 0.9$ pentru CEF care debitează la 110 kV și schimb de reactiv 0 cu rețeaua pentru cele care debitează în rețeaua electrică de medie tensiune.

S-au considerat CEF în funcțiune în regimul corespunzător palierului de vârf de dimineață R4 cu producție de 600 MW.

Tabelul 3.3.

DET	Pd. netă modelată [MW]
1	97
2	559
3	338
4	53
5	535
Total SEN	1582

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:

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

A. Circulații de putere

Regimul R3, ca regim de bază, este definit de topologia prezentată în paragraful 3.1., balanța 3, palier de consum VSI, sold de export 1000 MW, bandă primară de variație a puterii reactive pentru generatoarele modelate la borne, producție CEE redusă de la cca. 2982 MW la cca. 2970 MW, fără producție în CEF. Modul de stabilire a producției maxim admisibile a CEE este prezentat la capitolul D, Regim R3.

LEA 220 kV cele mai încărcate în regimul R3 sunt prezentate în ordine în tabelul următor.

	Denumire linie / sens circulație P			Circulație
	din		către	P [MW]
LEA 220 kV	Reșița	-	Timișoara circ.1	267
LEA 220 kV	Reșița	-	Timișoara circ.2	267
LEA 220 kV	Urechești	-	Târgu Jiu	258
LEA 220 kV	Târgu Jiu	-	Paroșeni	256
LEA 220 kV	Paroșeni	-	Baru Mare	211
LEA 220 kV	Baru Mare	-	Hășdat	210
LEA 220 kV	Porțile de Fier	-	Reșița circ.1	203
LEA 220 kV	Porțile de Fier	-	Reșița circ.2	203
LEA 220 kV	Filești	-	Barboși	198
LEA 220 kV	Lacu Sărat	-	Filești	189
LEA 220 kV	Stejaru	-	Gheorgheni	177
LEA 220 kV	Gutinaș	-	Dumbrava	164
LEA 220 kV	Dumbrava	-	Stejaru	163
LEA 220 kV	Brazi Vest	-	Teleajen	157
LEA 220 kV	București Sud	-	Fundeni circ.2	155
LEA 220 kV	București Sud	-	Fundeni circ.1	155
LEA 220 kV	Hășdat	-	Pestiș	152
LEA 220 kV	Mintia	-	Alba Iulia	138
LEA 220 kV	Barboși	-	Focșani Vest	137
LEA 220 kV	Timișoara	-	Arad	134
LEA 220 kV	Hășdat	-	Mintia	126
LEA 220 kV	Alba Iulia	-	Cluj Florești	119
LEA 220 kV	Focșani Vest	-	Gutinaș	100
LEA 220 kV	Gheorgheni	-	Fântânele	91
LEA 220 kV	Cluj Florești	-	Tihău	87

LEA 400 kV cele mai încărcate în regimul R3 sunt prezentate în tabelul următor.

	Denumire linie / sens circulație P			Circulație
	Din		către	P [MW]
LEA 400 kV	Isaccea	-	Vulcănești	908
LEA 400 kV	Tulcea Vest	-	Isaccea	854
LEA 400 kV	Sibiu Sud	-	Iernut	768
LEA 400 kV	Smârdan	-	Gutinaș	683
LEA 400 kV	Kozlodui	-	Țânțăreni circ.1	566
LEA 400 kV	Gura Ialomiței	-	București Sud	541
LEA 400 kV	Țânțăreni	-	Sibiu Sud	536
LEA 400 kV	Cernavodă	-	Pelicanu	519
LEA 400 kV	Brașov	-	Sibiu Sud	464
LEA 400 kV	Tariverde	-	Tulcea Vest	442
LEA 400 kV	Brazi	-	Dârste	441
LEA 400 kV	Arad	-	Nădab	428
LEA 400 kV	Porțile de Fier	-	Reșița	422
LEA 400 kV	Isaccea	-	Smârdan circ.1	424
LEA 400 kV	Iernut	-	Gădălin	411
LEA 400 kV	Pelicanu	-	București Sud	400
LEA 400 kV	Rahman	-	Isaccea	360
LEA 400 kV	Mintia	-	Arad	353
LEA 400 kV	București Sud	-	Domnești	353
LEA 400 kV	Gura Ialomiței	-	Lacu Sărat	338
LEA 400 kV	Dârste	-	Brașov	324
LEA 400 kV	Cernavodă	-	Gura Ialomiței circ.2	323
LEA 400 kV	Lacu Sărat	-	Smârdan	318
LEA 400 kV	Stupina	-	Isaccea	310
LEA 400 kV	Porțile de Fier	-	Djerdap	287
LEA 400 kV	Constanța Nord	-	Cernavodă	283
LEA 400 kV	Țânțăreni	-	Brad	277
LEA 400 kV	Gădălin	-	Roșiori	271
LEA 400 kV	Gutinaș	-	Bacău Sud	261
LEA 400 kV	Sibiu Sud	-	Mintia	262
LEA 400 kV	Cernavodă	-	Gura Ialomiței circ.3 nou	245
LEA 400 kV	Cernavodă	-	Gura Ialomiței circ.4 nou	237
LEA 400 kV	Nădab	-	Beckeschaba	228
LEA 400 kV	Bacău Sud	-	Roman Nord	225
LEA 400 kV	Roșiori	-	Mukacevo	213
LEA 400 kV	Cernavodă	-	Medgidia Sud	211
LEA 400 kV	Nădab	-	Oradea Sud	198
LEA 400 kV	Brad	-	Brașov	189
LEA 400 kV	Reșița	-	Pancevo	183
LEA 400 kV	Medgidia	-	Dobrudja	168
LEA 400 kV	Medgidia	-	Varna	163

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

În cazul primelor 16 linii de 400 kV se depășește puterea naturală (de cca. 400 MW). Au fost marcate distinct liniile de interconexiune.

În cazul primelor 17 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 confidențial**.

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

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

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

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

Rezultatele privind bobinele de compensare conectate și ploturile de funcționare ale unităților de transformare sunt reprezentate în anexele **confidențial**. Acestea au fost stabilite astfel încât tensiunile în RET și RED 110 kV să se încadreze în limitele admisibile.

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

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

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

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

În **anexele 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 (**R5**, **R6**).

Regimul de gol R2

Regimul R2 este un regim de gol de noapte mediu pentru o zi de sărbătoare corespunzător lunii octombrie, din punct de vedere al palierului de consum și acoperirii acestuia dar este asimilat întregului sezon de iarnă 2024 - 2025. Palierul de consum este 4700 MW, în condițiile unui sold de export de 800 MW. Producția în CEF este de 0 MW, iar producția CEE este de 1700 MW.

Regimul R2 este utilizat pentru:

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

În regimul R2, pentru menținerea tensiunilor în limitele admisibile și pentru asigurarea criteriului 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;
- a fost necesară, în plus față de cele de mai sus, deconectarea unor linii, anume: LEA 220 kV Gutinaș – FAI, LEA 400 kV Domnești – Urechești, LEA 400 kV Bradu - Țânțăreni.
- nu a fost necesară pornirea de grupuri în CHE Lotru și Vidraru în regim de compensator; se menționează că CHE Lotru este considerat cu o producție 70 MW, iar în CHE Vidraru nu sunt considerate grupuri în funcțiune în balanța aferentă R2.

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 R5

Regimul R5 este un regim de vârf seară iarnă maxim în zi lucrătoare, corespunzător lunilor de iarnă.

Palierul de consum este de 9200 MW, în condițiile unui sold de import de 2000 MW. Producția în CEF și CEE este de 0 MW.

Regimul caracterizat prin depășiri ale nivelului de tensiune în zona Dobrogea în regimul N fără declanșări. Pentru menținerea tensiunilor în limitele admisibile au fost necesare măsuri de conectare a unor bobine de compensare suplimentare față de regimul de bază R3. Setul de bobine în funcțiune la R3 este prezentat în anexa *confidențial*.

Regimul de varf R6

Regimul R6 este un regim de vârf seară corespunzător lunilor de iarnă. Palierul de consum este 8500 MW, în condițiile unui sold de import de 1500 MW.

Producția în CEF și în CEE este de 0 MW.

Regimul R6 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 R3. Setul de bobine în funcțiune la R6 este prezentat în anexa *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 astfel:

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

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

Valorile maxime s-au identificat pe baza tensiunilor din regimul corespunzător palierului de gol. Benzile de tensiune în nodurile de control ale RET sunt prezentate în *confidențial*.

C. Consumul propriu tehnologic

confidențial

D. Verificarea criteriului de siguranță (N – 1)

La funcționare în schemă completă de calcul pentru sezonul de iarnă 2024 - 2025, declanșarea unui element de rețea poate conduce la regimuri cu tensiuni și curenți în afara limitelor admisibile, posibil a fi rezolvate, fie prin măsuri preventive, fie prin măsuri postavarie. Acestea:

- vor fi incluse în propunerea de schema normală de funcționare pentru iarna 2024 – 2025;

sau

- se vor aplica ca abatere de la schema normală.

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

- **DET Bacău:**

AT4 – 200 MVA, 220/110 kV Gutinaș, AT2 – 200 MVA, 220/110 kV FAI, AT2 – 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:**

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

- **DET Timișoara:**

AT2 – 200 MVA 220/110 kV Hășdat, AT1 – 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.

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
AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Dumbrava	1	AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Dumbrava în funcțiune
Trafo 4 – 250 MVA, 400/110 kV Gura Ialomiței	2	Trafo 3 – 250 MVA, 400/110 kV Gura Ialomiței 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

Menținere în rezervă	DET	Măsurile de regim
AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Ghizdaru	2	AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Ghizdaru în funcțiune
AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Ișalnița	3	AT2 – 200 MVA 220/110 kV Ișalnița, AT – 200 MVA, 220/110 kV Urechești, AT – 200 MVA, 220/110 kV Sărdănești și AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Craiova Nord în funcțiune
AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Bradu	3	AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Bradu în funcțiune
AT3 – 400 MVA, 400/220 kV Bradu	3	AT4 – 400 MVA, 400/220 kV Bradu în funcțiune
AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Craiova Nord	3	AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Craiova Nord, AT – 200 MVA, 220/110 kV Urechești, AT – 200 MVA, 220/110 kV Sărdănești și AT2 – 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
AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Grădiște	3	AT1 – 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
AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Iaz	4	AT2 – 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
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 Teleajan 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;
- AT3 și AT4 400 MVA, 400/110 kV Lacu Sărat în funcțiune;
- Trafo 1, Trafo 2 – 250 MVA, 400/110 kV Oradea Sud în funcțiune;
- AT – 200 MVA 220/110 kV Târgu Jiu Nord este în rezervă;
- Trafo 3 și Trafo 4 - 250 MVA, 400/110 kV Sibiu Sud în funcțiune.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Debuclarea este realizată astfel:

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

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

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

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

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

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

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

1. LEA 110 kV Făgăraș - 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 toamnă, corespunzător lunii octombrie. Palierul de consum este 7300 MW, în condițiile unui sold de export de 1200 MW. Producția CEF este 0 MW. Producția CEE se determină pornind de la valoarea maximă $P_{disp.net}$ de cca. 2982 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 și de comutare a ploturilor. Setul de bobine în funcțiune și ploturile de funcționare ale unităților de transformare la R1 sunt prezentate în anexa 3.9. și anexa 3.8.

D3 Pentru schema cu N elemente în funcțiune:

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

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

D4 După considerarea acestor limitări, verificarea criteriului de siguranță ($N - 1$) în RED pe schema cu N elemente în funcțiune impune 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. Limitarea producției CEE *confidențial* este de *confidențial*, situație care corespunde unui excedent maxim admisibil al acestei zone de *confidențial*.

Ținând cont și de informațiile privind înlocuirea TC 110 kV din stația Medgidia Sud, această limitare este încă necesară.

D5 La verificarea criteriului de siguranță ($N - 1$) în RET pe schema cu N elemente în funcțiune, fără aplicarea de măsuri topologice, se constată principalele 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;
- Trafo 2 – 250 MVA, 400/110 kV Medgidia Sud la declanșarea LEA 400 kV Tulcea Vest – Isaccea;
- Trafo 2 – 250 MVA, 400/110 kV Medgidia Sud la declanșarea LEA 400 kV Constanța Nord – Cernavodă;
- Trafo 2 – 250 MVA, 400/110 kV Medgidia Sud la declanșarea LEA 400 kV Tulcea Vest – Tariverde;
- LEA 220 kV Reșița – Timișoara, circ.1(2) la declanșarea LEA 220 kV Reșița – Timișoara, circ.2(1).

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 sau se verifică că sunt conectate bobinele de compensare disponibile din stațiile 400 kV București Sud, Țânțăreni (1 din 2), Urechești, Suceava, Cernavodă (1 din 2) și 110 kV Domnești (1 din 2).

În ceea ce privește liniile, aceste măsuri conduc la regimuri admisibile pentru o temperatură de cca. 19°C și o încărcare acceptată pe TC din stațiile 220 kV Timișoara și Reșița de cca. 114.4% I_{adm} . Pentru unitățile de transformare este necesară aplicarea de măsuri postavarie, după declanșările care au ca efect încărcarea lor.

Reducerea preventivă a producției în CEE de la cca. 2982 MW la cca. 2946 MW este identificată că fiind cea mai mică posibilă în condițiile schemei de calcul și în ipoteza de palier de consum (7300 MW) și sold (export 1200 MW) considerată.

În regimul R1 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	108 % S_n	- se conectează LEA 110 kV Pogoanele – Jugureanu, LEA 110 kV Ciorani – 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.
Trafo 1 (Trafo 2) – 250 MVA, 400/110 kV Domnești	Trafo 2 (Trafo 1) – 250 MVA, 400/110 kV Domnești	130.2 % S_n	- se conectează CTA între secțiile de bare 110 kV 1A – 2A (sau se conectează CTB 110 kV între secțiile de bare 110 kV 1B – 2B).
LEA 400 kV Constanța Nord – Cernavodă	Trafo 2 – 250 MVA, 400/110 kV Medgidia Sud	114.7 % S_n	- se comută ploturile unităților de transformare din Dobrogea în sens descrescător; - se limitează producția CEE <i>confidențial</i> de la <i>confidențial</i> la <i>confidențial</i> . Total reducere postavarie: <i>confidențial</i>
LEA 400 kV Tulcea Vest – Tariverde	Trafo 2 – 250 MVA, 400/110 kV Medgidia Sud	105 % S_n	- se comută ploturile unităților de transformare din Dobrogea în sens descrescător.
LEA 400 kV	Trafo 2 – 250 MVA,	123.3 % S_n	- se comută ploturile unităților de transformare din

Tulcea Vest – Isaccea	400/110 kV Medgidia Sud		Dobrogea în sens descrescător; - se limitează producția CEE din zona Dobrogea de la <i>confidențial</i> la <i>confidențial</i> Total reducere postavarie: <i>confidențial</i>
-----------------------	----------------------------	--	---

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 lunii octombrie, din punct de vedere al palierului de consum și acoperirii acestuia dar este asimilat întregului sezon de iarnă 2024 – 2025. Palierul de consum este 4700 MW, în condițiile unui sold de export de 800 MW.

Producția în CEF este de 0 MW, iar producția în CEE este de 1700 MW.

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

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

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

- LEA 220 kV Gutinaș – FAI,
- LEA 400 kV Domnești – Urechești,
- LEA 400 kV Bradu - Țânțăreni.

D4 În regimul R2 deficitul zonelor din București sunt:

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

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

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

Regim R3

D1 Regimul R3 este un regim de seară pentru zi lucrătoare, corespunzător perioadei decembrie 2024 - februarie 2025. Palierul de consum este 8500 MW, în condițiile unui sold de export de 1000 MW.

Producția CEF este 0 MW. Producția CEE se determina pornind de la valoarea maximă $P_{disp.net}$ de cca. 2980 MW, astfel încât să fie respectat criteriul de siguranță ($N - 1$).

D2 În regimul R3 s-a determinat puterea maximă ce se poate evacua din CEE din SEN, față de puterea disponibilă netă a CEE din SEN de cca. 2980 MW (vezi tabel 3.2), care reprezintă CEE dispecerizabile modelate.

În zona Dobrogea liniile de buclă racordate în stațiile 110 kV Medgidia Sud și Tulcea Vest sau în zona acestora au fost considerate în starea actuală, adică având secțiunea de 185 mm^2 , 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
	1085								
	CEE Peștera, Chirnogeni, Cobadin, Pecineaga 2, Mihai Viteazu (1 si 2)	Hârșova – Medgidia Sud – Constanța Nord	Tulcea						
P _{inst.CEE} (disp.net)	289	311	485	159	585	590	250	312	2981

Măsurile topologice și de dispecerizare a producției utilizate în calculele de determinare a puterii maxim admisibile a CEE ce poate fi evacuată în condiții de siguranță din CEE, în condițiile unei temperaturi a mediului ambiant de cca. 20°C , sunt următoarele:

Pentru schema cu N elemente în funcțiune:

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

După considerarea acestor limitări, verificarea criteriului de siguranță ($N - 1$) în RED pe schema cu N elemente în funcțiune impune limitarea 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 Medgidia Sud.

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

Având în vedere informațiile primite pe parcursul realizării studiului legate de înlocuirea TC 110 kV din stația Medgidia Sud, această limitare nu mai este necesară.

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;
- AT 400 MVA, 400/220 kV Urechești la declanșarea AT 400 MVA, 400/220 kV aflat în funcțiune în stația Slatina;
- Trafo 2 – 250 MVA, 400/110 kV Medgidia Sud la declanșarea LEA 400 kV Tulcea Vest - Isaccea;
- LEA 220 kV Barboși – Filești la declanșarea LEA 400 kV Gutinaș – Smârdan;
- LEA 220 kV Reșița – Timișoara, circ.1(2) la declanșarea LEA 220 kV Reșița – Timișoara, circ.2(1).

Pentru respectarea criteriului de siguranță (N – 1) se reglează corespunzător tensiunile la bornele generatoarelor, se modifică ploturile de funcționare ale unităților de transformare de sistem și se conectează / se verifică că sunt conectate bobinele de compensare disponibile din stațiile 400 kV București Sud, Țânțăreni (1 din 2), Urechești, Suceava, Cernavodă (1 din 2).

În ceea ce privește liniile, aceste măsuri conduc la regimuri admisibile pentru o temperatură de cca. 13°C și o încărcare acceptată pe TC din stațiile 220 kV Timișoara / Reșița de cca. 130 %Sn. Pentru unitățile de transformare este necesară aplicarea de măsuri postavarie, după declanșările care au ca efect încărcarea lor.

Se menționează că în regimul fără declanșări (N elemente în funcțiune), circulația pe LEA 400 kV Gutinaș – Smârdan este de cca. 668 MW (968 A), pe LEA 400 kV Isaccea – Vulcănești este de cca. 908 MW (1298 A). Nu au rezultat ca necesare conectarea LEA 110 kV Pogoanele – Jugureanu, a LEA 110 kV Ciorani – Urziceni sau a CT 110 kV Liești. Se menționează că LEA 110 kV Liești – Hanu Conachi este deconectată conform solicitării DET 1 legate de RTh Smârdan.

Reducerea preventivă a producției de la cca. 2980 MW la cca. 2970 MW este identificată că fiind cea mai mică posibilă în condițiile schemei de calcul și în ipoteza de palier de consum (8500 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:

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

	Vara 2022	Iarna 2022-2023	Vara 2023	Iarna 2023-2024	Vara 2024	Iarna 2024-2025
P _{max adm} CEE [MW]	2783	2840	2783	2853	2890	2970
Sold export [MW]	1000	700	1000	700	1000	1000
P _c [MW]	8400	9300	7500	8700	7500	8500

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

Zone <

Zone	Dobrogea 110 kV	Lacu Sărat, Smârdan	Tariverde	Stupina, Rahman	Băltăgești Gura	Moldova Banat	SEN
	100						

%	CEE Peștera, Chirnogeni, Cobadin, Pecineaga 2, Mihai Viteazu (1 si 2)	Hârșova – Medgidia Sud – Constanța Nord	Tulcea	110 kV			Ialomiței		
P _{max.CEE}	100	100	100	100	100	100	confidențial	100	99.6

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

D3 În regimul R3, 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	113.5% S _n	- se conectează LEA 110 kV Pogoanele – Jugureanu, LEA 110 kV Ciorani – 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. 105.2%Sn. - se limitează producția CEE din S6 de la confidențial la 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	cca.110% S _n	- se conectează CTA între secțiunile de bare 110 kV 1A – 2A (sau se conectează CTB 110 kV între secțiunile de bare 110 kV 1B – 2B)
AT – 400 MVA, 400/220 kV Slatina, aflat în funcțiune	AT – 400 MVA, 400/220 kV Urechești	107.4%S _n	- se conectează AT – 400 MVA, 400/220 kV Slatina, aflat în rezervă
LEA 400 kV Constanța Nord – Cernavodă	Trafo 2 – 250 MVA, 400/110 kV Medgidia Sud	109,9%Sn	- se comută plotul Trafo 2 – 250 MVA, 400/110 kV Medgidia Sud în sens descrescător; - se limitează producția CEE din zona Dobrogea de la confidențial la confidențial ; Total reducere postavarie: confidențial
LEA 400 kV Tulcea Vest – Isaccea	Trafo 2 – 250 MVA, 400/110 kV Medgidia Sud	119,8% S _n	- se comută plotul Trafo 2 – 250 MVA, 400/110 kV Medgidia Sud în sens descrescător; - se limitează producția CEE din zona Dobrogea de la confidențial la confidențial ; Total reducere postavarie: confidențial

D4 În regimul R3 deficitul zonelor din București sunt:

Zona	Sud	Vest	Fundeni
Deficit [MW]	confidențial		

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

Zona	Hârșova – Medgidia	Dobrogea	S6	S5	S4
------	--------------------	----------	----	----	----

	Sud – Constanța Nord	(inclusiv CEE cu evacuare în Stupina și Rahman)			
Excedent [MW]	<i>confidențial</i>				

Regim R4

D1 Regimul R4 este un regim de vârf dimineață de iarnă. Palierul de consum este 8300 MW, în condițiile unui sold de export de 483 MW. Producția în CEF este de 600 MW, iar în CEE este de 1000 MW.

D2 Regimul R4 este caracterizat prin depășiri de tensiune în zonele Moldova și Dobrogea în regimul N fără declanșări, în cazul:

- menținerii în funcțiune a setului de bobine de compensare ca în regimul R3;
- păstrării tensiunilor la bornele ale generatoarelor și ploturilor la unitățile de transformare ca în regimul R3.

Pentru menținerea tensiunilor în limitele admisibile au fost necesare următoarele măsuri: conectarea suplimentară față de regimul de bază R3 a bobinei de compensare din stația 110 kV Fundeni. Setul de bobine în funcțiune la R4 este prezentat în anexa 3.9. De asemenea, pentru menținerea tensiunilor în limitele admisibile a fost necesară comutarea ploturilor transformatoarelor și autotransformatoarelor din SEN, precum și modificarea tensiunii de la bornele generatoarelor față de regimul R3.

D3 În regimul R4, se verifică respectarea criteriului de siguranță N – 1 pentru o temperatură a mediului ambiant de 20°C, pentru a putea declara regimul admisibil, în ipoteza de acoperire a palierului de consum și soldului propus.

Pentru menținerea tensiunilor în limitele admisibile au fost necesare următoarele măsuri: conectarea suplimentară față de regimul de bază R3 a bobinei de compensare din stația 400 kV Mintia, stația 110 kV Domnești și stația 400 kV Isaccea. De asemenea, pentru menținerea tensiunilor în limitele admisibile a fost necesară comutarea ploturilor transformatoarelor și autotransformatoarelor din SEN față de regimul R3 și modificarea tensiunii de la bornele generatoarelor.

Declanșarea LEA 220 kV Reșița – Timișoara circ.1(2) conduce la supraîncărcarea LEA 220 kV Reșița – Timișoara circ.2(1), astfel încât s-a considerat un regim admisibil la cca.18 °C și o încărcare admisibilă pe TC-urile corespunzătoare circuitelor LEA 220 kV Reșița – Timișoara, de 123%Sn.

D4 În regimul R4 deficitele zonelor din București sunt:

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

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

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

Regim R5

D1 Regimul R5 este un regim de vârf seară maxim corespunzător lunilor de iarnă. Palierul de consum este 9200 MW, în condițiile unui sold de import de 2000 MW. Producția în CEF și CEE este de 0 MW.

D2 Regimul R5 este caracterizat prin depășiri de tensiune în zona Dobrogea în regimul N fără declanșări, în cazul:

- menținerii în funcțiune a setului de bobine de compensare ca în regimul R3;
- păstrării tensiunilor la bornele ale generatoarelor și ploturilor la unitățile de transformare ca în regimul R3.

Pentru menținerea tensiunilor în limitele admisibile au fost necesare următoarele măsuri: conectarea suplimentară față de regimul de bază R3 a bobinelor de compensare din stația Gutinaș 400 kV, Roșiori 400 kV, Sibiu 400 kV, Fundeni 110 kV, Domnești 110 kV, Gădălin 400 kV, Isaccea 400 kV și a doua în Cernavodă 400 kV. Nu a mai fost necesară conectarea BC 400 kV Suceava. Setul de bobine în funcțiune la R5 este prezentat în anexa *confidențial*. De asemenea, pentru menținerea tensiunilor în limitele admisibile a fost necesară comutarea ploturilor transformatoarelor și autotransformatoarelor din SEN față de regimul R3.

D3 În regimul R5, se verifică respectarea criteriului de siguranță N-1 pentru o temperatură a mediului ambiant de 20°C, pentru a putea declara regimul admisibil, în ipoteza de acoperire a palierului de consum și soldului propus.

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

Contingență	Element critic	Depășire
LEA 220 kV Reșița – Timișoara circ. 1(2)	LEA 220 kV Reșița – Timișoara circ. 2(1)	137,4% S_n

Pentru respectarea criteriului N-1:

Se modifică ploturile de funcționare la AT3 – 400 MVA, 400/220 kV Arad și AT 400 MVA, 400/220 kV Urechești pentru micșorarea circulației de putere pe un circuit al LEA 220 kV Reșița – Timișoara, la declanșarea celui alt. S-a considerat un regim admisibil la o temperatură de aproximativ 13 grade, cu o încărcare a TC-urilor corespunzătoare LEA 220 kV Reșița – Timișoara de 130% S_n .

În regimul R5 nu sunt necesare măsuri postavarie.

D4 În regimul R5 deficitele zonelor din București sunt:

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

D5 În regimul R5 deficitele/excedentele zonelor din Dobrogea, Moldova și Ardeal sunt:

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

Regim R6

D1 Regimul R6 este un regim de vârf de seară corespunzător perioadei decembrie 2024 – februarie 2025. Palierul de consum este de 8500 MW, în condițiile unui sold de import de 1500 MW. Producția în CEE și CEF este de 0 MW.

D2 Regimul R6 este caracterizat prin tensiuni ridicate în zona Dobrogea, pentru care au fost necesare măsuri de conectare a unor bobine de compensare în plus față de setul din regimul de bază R3. Setul de bobine în funcțiune pentru R6 este prezentat în anexa *confidențial*. De asemenea a fost

necesară comutarea de ploturi ale unităților de transformare, deoarece în lipsa producției din CEE, nivelul tensiunilor a fost relativ ridicat.

D3 Comparativ cu regimul de bază R3, se menționează că secțiunile Hârșova – Medgidia Sud – Constanța Nord și Dobrogea își schimbă caracterul din excedentar în deficitar, iar secțiunea S6 rămâne cu un excedent redus.

D4 În regimul R6 deficitele zonelor din București sunt:

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

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

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

3.3.4. Analiza regimurilor de funcționare în scheme cu retrageri

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

În această situație linia 110 kV Pelicanu – CSC2 (consumatori „liniștiți” de pe platforma Donasid Călărași) poate funcționa pe:

- bara 1- 110 kV Pelicanu, unde este în funcțiune și linia 110 kV Pelicanu – CSC1 (cupatoare), ca urmare consumatorii „liniștiți” de pe platforma Silcotub Călărași vor fi afectați de fenomenul de flicker, sau
- bara 2- 110 kV Pelicanu, dacă Donasid Călărași încheie un contract de distribuție cu 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, Medgidia Sud – Dobrudja, Medgidia Sud – Varna, Isaccea - Stupina; Isaccea - Rahman, LEA 110 kV Basarabi - Băltăgești;
- **zona S4:** pe LEA 400 kV Roșiori – Mukacevo, LEA 400 kV Sibiu Sud – Iernut, LEA 400 kV Nădab – Oradea Sud, LEA 400 kV LEA 220 kV Alba Iulia – Cluj Florești, LEA 220 kV Stejaru – Gheorgheni, CL 110 kV Ocna Mureș și LEA 110 kV Câmpia Turzii – Aiud, LEA 110 kV Tușnad – Valea Crișului, LEA 110 kV Tăuni – Blaj, LEA 110 kV Salonta – Chișineu Cris, LEA 110 kV Copșa Mică – Mediaș, CT 110 kV Hoghiz (LEA 110 kV Făgăraș – Hoghiz bara 1), CT 110 kV Vașcău;

- **zona S5:** pe LEA 400 kV Braşov – Gutinaş, Smârdan – Gutinaş, LEA 220 kV Barboşi – Focşani Vest, Stejaru – Gheorgheni, LEA 110 kV Râmnicu Sărat – Costieni;
- **zona S6:** pe LEA 400 kV Gutinaş – Smârdan, LEA 400 kV Bucureşti Sud – Gura Ialomiţei, LEA 400 kV Bucureşti Sud – Pelicanu, LEA 400 kV Medgidia Sud – Dobrudja, LEA 400 kV Medgidia Sud – Varna, LEA 400 kV Isaccea – Vulcăneşti, LEA 220 kV Barboşi – Focşani Vest, LEA 110 kV Dragoş Vodă – Slobozia Sud, LEA 110 kV Ciorani – Urziceni, LEA 110 kV Pogoanele – Jugurean, LEA 110 kV Dragoş Vodă – Slobozia Sud, CT 110 kV Lieşti, LEA 110 kV Lieşti – ICM Tecuci, LEA 110 kV Lieşti – Hanu Conachi.

3.3.5. Analiză comparativă între regimurile analizate

În regimul R3, circulaţiile de putere sunt dinspre secţiunea S6 spre secţiunile S5 şi S4 datorită excedentului din zona de Sud – Est a României. În regimul R6 datorită soldului de import al SEN, circulaţia de putere este dinspre S6 înspre S5 şi dinspre S4 înspre S5.

În regimul R3, excedentul secţiunii S6 conduce la circulaţii de putere foarte mari către zona Bucureşti, de aproximativ 940 MW, către zona Moldova, de aproximativ 820 MW şi pe LEA 400 kV Isaccea – Vulcăneşti de aproximativ 900 MW.

Regimul R6 conduce la circulaţii de putere mai mici pe LEA 400 kV Gutinaş – Smârdan şi pe LEA 220 kV Barboşi – Focşani Vest, linii ce leagă secţiunile S5 şi S6. De asemenea, acest regim conduce la schimbarea direcţiei fluxurilor de putere pe liniile de interconexiune de 400 kV România – Bulgaria din zona Dobrogea.

confidenţial

În regimurile R2 şi R3 circulaţiile de putere sunt dinspre secţiunea S6 spre secţiunile S5 şi S4. De asemenea, sunt înregistrate circulaţii de putere mari către zona Bucureşti, peste 700 MW în cadrul regimului R2, tranzit prin zona Moldova către zona Braşov şi mai departe spre secţiunea S4, respectiv flux de export de putere pe LEA 400 kV Isaccea – Vulcăneşti. În ambele regimuri considerate avem fluxuri de export de putere pe LEA 400 kV Medgidia Sud – Dobrudja şi LEA 400 kV Medgidia Sud – Varna de cca. 240 MW în cazul regimului R2 şi respectiv de cca. 330 MW în cazul regimului R3. De asemenea, regimul R2 conduce la circulaţii de putere mai mici pe LEA 400 kV Gutinaş – Smârdan şi pe LEA 220 kV Barboşi – Focşani Vest, linii ce leagă secţiunile S5 şi S6. Pe LEA 220 kV Stejaru – Gheorgheni circulaţia de putere se reduce la aproximativ 107 MW.

confidenţial

În cadrul analizei regimurilor de dimensionare se poate observa faptul că în urma racordării LEA 400 kV Rahman – Dobrudja şi LEA 400 kV Stupina – Varna, în staţia 400 kV Medgidia Sud, cresc circulaţiile de putere pe LEA de interconexiune cu Bulgaria. De asemenea, acest lucru conduce la scăderea circulaţiilor de putere activă pe axele de evacuare către zona Bucureşti faţă 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 iarna 2024 - 2025 pentru SEN funcționând interconectat cu rețeaua europeană continentală sincronă, incluzând sistemele electroenergetice ale Ucrainei și Republicii Moldova.

Calcululele s-au făcut pe modelul sezonier cu următoarele caracteristici:

- schemă de calcul în care s-au implementat doar retragerile din exploatare de lungă durată;
- consumul corespunde unui palier de vârf dimineață zi lucrătoare de 8500 MW și soldul de **export de 483 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 2200 MW;
- RS: sold export 300 MW;
- BG: sold export 876 MW;
- UA+MD: sold export 30 MW.

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

- RO -> HU: 300 MW;
- RO -> RS: 200 MW
- RO -> UA+MD: 64 MW;
- BG -> RO: 80 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/automatizărilor 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;
- limita admisibilă pentru LEA 400 kV Porțile de Fier – Djerdap este de 1836 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% S_n ;
- limita admisibilă pentru LEA 400 kV Țânțăreni – Kozlodui circ.1 și circ.2 este de 1600 A;
- limita admisibilă pentru LEA 400 kV Isaccea – Vulcănești este de 1722 A, impusă de MD;
- s-au considerat următoarele ipoteze în procesul de determinare a capacității negarantate de interconexiune: la modelarea procesului de export nu se consideră participarea grupurilor din CHE Porțile de Fier I, iar la modelarea celui de import nu se consideră participarea grupurilor din CHE Mărișelu. Se menționează că CTE Iernut este considerată indisponibilă în sezonul de iarnă 2024 - 2025;
- s-a considerat în procesul de determinare a capacității negarantate de interconexiune că sunt în funcțiune ambele circuite ale LEA 400 kV Țânțăreni – Kozlodui;
- nu s-au considerat declanșări de linii dublu circuit;

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

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

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

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

Scenarii export	RO->HU	RO->RS	RO->BG	RO->UA+MD
export 1	30%	30%	30%	10%
export 2	30%	15%	45%	10%
export 3	45%	15%	30%	10%
export 4	30%	40%	20%	10%
export 5	40%	30%	20%	10%
Scenarii import	RO<-HU	RO<-RS	RO<-BG	RO<-UA+MD
import 1	30%	30%	30%	10%
import 2	30%	15%	45%	10%
import 3	45%	15%	30%	10%
import 4	30%	40%	20%	10%
import 5	40%	30%	20%	10%

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

	Contingența	Element critic
Export RO	1) LEA 400 kV Roșiori – Mukacevo	LEA 400 kV Isaccea – Vulcănești
	2) LEA 400 kV Tulcea Vest - Isaccea	LEA 400 kV Medgidia Sud – Cernavodă
Import RO	3) 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 iarna 2024 – 2025 sunt prezentate în tabelul următor:

Scenarii NTC	Export 1/ Import 1	Export 2/ Import 2	Export 3/ Import 3	Export 4/ Import 4	Export 5/ Import 5
	R4	R4	R4	R4	R4
Export	1), 2)	1), 2)	1), 2)	1), 2)	1), 2)
Import	3)	3)	3)	3)	3)
Export RO	4250	4550	3950	4150	3950
Import RO	4050	3700	4150	4350	4450
RO->HU	1150	1200	1000	1150	1000
HU->RO	1000	1000	1000	1000	1050
RO->RS	800	800	700	700	700
RS->RO	700	700	750	900	900
RO->BG	1900	2000	1850	1900	1850
BG->RO	1850	1850	1850	1850	1900
RO->UA	200	300	200	200	200
UA->RO	300	100	300	300	300

RO->MD	200	250	200	200	200
MD->RO	200	50	250	300	300

Concluzii privind valorile NTC maxime negarantate:

➤ Scenarii de export:

- Elementul critic este LEA 400 kV Isaccea – Vulcănești (RO-MD). Contingența critică este LEA 400 kV Roșiori – Mukacevo. Se menționează că există și un al doilea element critic, LEA 400 kV Medgidia Sud – Cernavodă, care se încarcă la contingența critică LEA 400 kV Tulcea Vest – Isaccea.
- În ceea ce privește analiza diverselor scenarii de schimb aplicate, se constată că valoarea capacității de export este mai mare atunci când exportul către BG este mai mare și exportul către HU + RS este mai mic.

➤ Scenarii de import:

- Elementul critic este LEA 400 kV Țânțăreni – Kozlodui, circ.1 sau circ.2. Contingența critică este declanșarea LEA 400 kV Țânțăreni – Kozlodui, circ. 2 sau circ.1;
- În ceea ce privește analiza diverselor scenarii de schimb aplicate se constată că valoarea capacității de import este mai mare cu cât importul din HU + RS este mai mare. La valori egale, importul este mai mare cu cât cota importului din HU este mai mare.

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

3.5.2. Valori NTC lunare/ sublunare ferme

Pentru fiecare lună se calculează și furnizează pentru alocare valori NTC ferme pe granițe bilaterale, utilizabile simultan în întreaga interfață de interconexiune a SEN în condiții de siguranță. Se menționează că începând cu luna martie 2023, calculul valorilor NTC lunare se face în mod coordonat cu BG și GR, de către RCC Selene.

Se iau în considerare:

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

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

Valorile NTC lunare ferme armonizate cu partenerii de interconexiune pentru luna octombrie 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 contingențele, pentru fiecare oră și regiune de calcul.

a) Calculul MCCC

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

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

unde:

b – granița care este inclusă în regiunea de calcul;

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

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

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

b) Calculul MNCC

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

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

unde

b – granița care nu este inclusă în regiunea coordonată;

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

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

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

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

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

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

- aria de coordonare RO – BG, având rezultatele obținute în urma calculului de capacitate în conformitate cu *Metodologia comune SEE CCR de calcul al capacităților pentru intervalul de timp al pieței pentru ziua următoare și al pieței intrazilnice*;
- aria de coordonare RO – HU, având rezultatele obținute în urma calculului de capacitate în

conformitate cu metodologia *Day-ahead capacity calculation methodology of the Core capacity calculation region*.

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

Rezultatele prezentate în cadrul prezentului capitol utilizează datele finale transmise de către ACER și utilizate în raportarea anuală privind îndeplinirea Țintelor din Planul de acțiuni, în conformitate cu art. 15 din Regulamentul (UE) 2019/943, și anume:

- marginile disponibile pentru comerțul transfrontalier pentru elementele critice care au limitat valorile de NTC în cadrul procesului coordonat de calcul de capacitate din cadrul regiunii SEE și care iau în considerare valorile finale validate de către OTS.
- marginile disponibile pentru comerțul transfrontalier pentru elementele critice și 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:

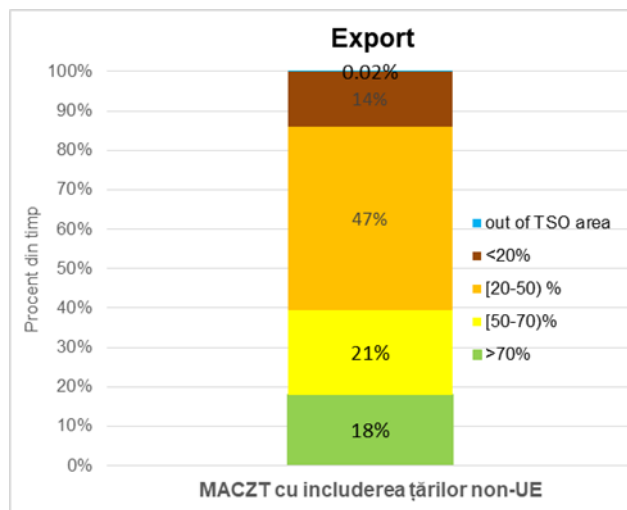
$$\text{Margine [\%]} = \frac{\text{RAM}_{0,\text{Core}} + \text{AMR} - \text{IVA} + F_{\text{uaf}} + 3}{F_{\text{max}}} * 100$$

unde:

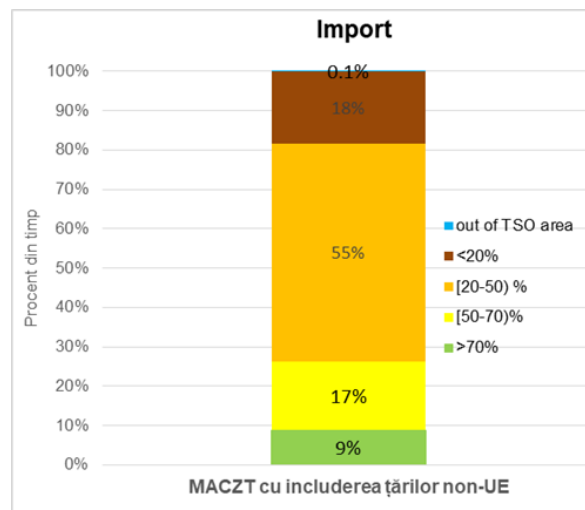
- Margine – marginea disponibilă pentru comerțul transfrontalier pe fiecare element critic și contingență;
- $\text{RAM}_{0,\text{Core}}$ – marginea disponibilă pe fiecare element critic și contingență în situația fără schimburi comerciale în regiunea Core;
- AMR – ajustarea marginii disponibile pentru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

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

În figura 3.6.1 sunt prezentate rezultatele evaluării MACZT în perioada 01.01.2023 – 31.12.2023 față de ținta de 70% din F_{max} , în situația cu includerea țărilor non-UE. Valorile sunt prezentate pe fiecare direcție de schimb, pentru aria de coordonare RO – BG din regiunea de calcul de capacitate SEE.



a.



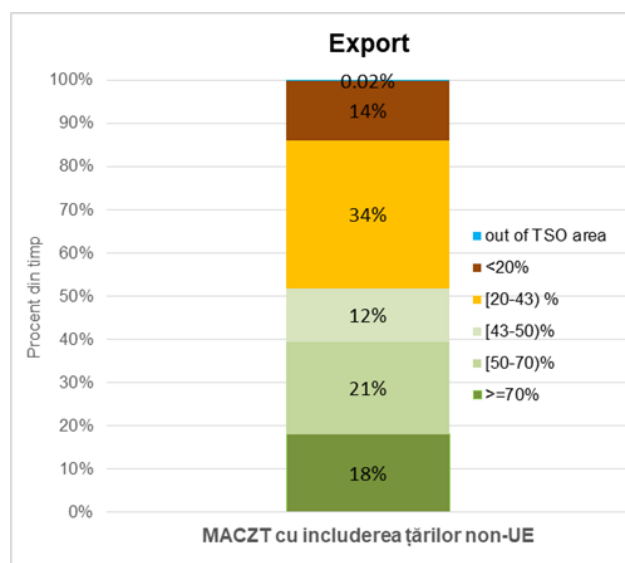
b.

Fig. 3.6.1. Rezultatele evaluării MACZT pe fiecare direcție în anul 2023 față de ținta de 70% din $F_{\max}$, în situația includerii țărilor non-UE

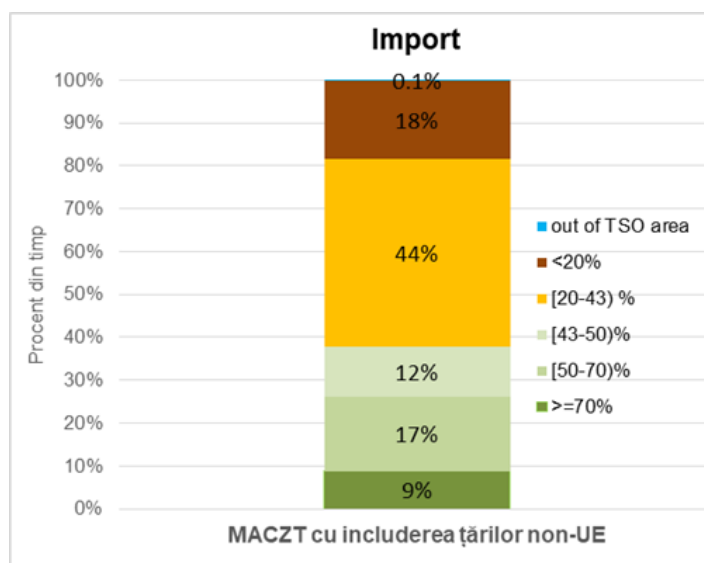
În cazul direcției de export, valoarea MACZT a fost mai mică de 20% din $F_{\max}$ pentru 14% din MTU, între 20% ÷ 50% pentru 47% din MTU, între 50% ÷ 70% din $F_{\max}$ pentru 21% din MTU și mai mare de 70% din $F_{\max}$ pentru 18% din MTU.

Pentru direcția import, valoarea MACZT pe direcția import a fost mai mică de 20% din $F_{\max}$ pentru 18% din MTU, între 20% ÷ 50% pentru 55% din MTU, între 50% ÷ 70% din $F_{\max}$ pentru 17% din MTU și mai mare de 70% din $F_{\max}$ pentru 9% din MTU.

Figura 3.6.2. prezintă valorile medii ale MACZT pe fiecare direcție de schimb, față de ținta de 43% din $F_{\max}$, stabilită pentru anul 2023 prin Planul de acțiuni.



a.



b.

Fig. 3.6.2. Rezultatele evaluării MACZT pe fiecare direcție în anul 2023 față de ținta de 43% din $F_{\max}$, în situația includerii țărilor non-UE

În situația cu includerea țărilor non-UE, pentru direcția export MACZT a atins ținta de 43% din $F_{\max}$ pentru 51% din MTU, iar pentru direcția import MACZT a atins ținta de 43% din $F_{\max}$ pentru 38% din MTU.

Figura 3.6.3. prezintă valorile medii ale MACZT pe fiecare direcție de import și export, în situația cu includerea și excluderea țărilor non-UE. Valoarea maximă MACZT pentru direcția export este 48,7% din $F_{\max}$ în situația includerii țărilor non-UE, iar pentru direcția import este de 39,2% din $F_{\max}$, în aceeași situație a includerii țărilor non-UE. Valoarea medie MACZT este mai mare decât ținta stabilită pentru anul 2023 doar pentru direcția export în situația includerii țărilor non-UE.

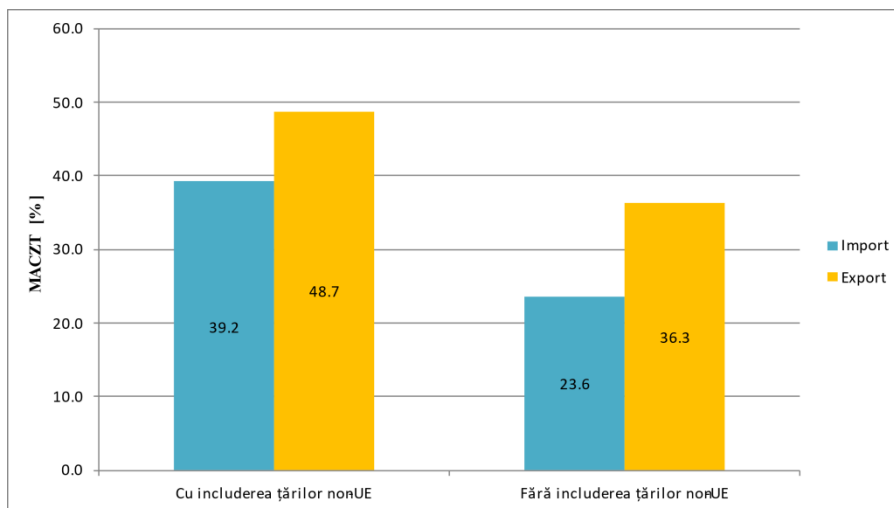


Fig. 3.6.3. Valorile medii ale MACZT pe fiecare direcție de schimb pentru anul 2023

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

Pentru granița România – Ungaria, pentru valorile calculate ale MACZT se consideră doar elementele cu cea mai mică valoare a capacității disponibile pentru schimburile transfrontaliere din fiecare interval orar.

În figura 3.6.4 sunt prezentate rezultatele evaluării MACZT față de ținta de 70% din F_{max} pentru granițele zonei de ofertare cu includerea țărilor non-UE.

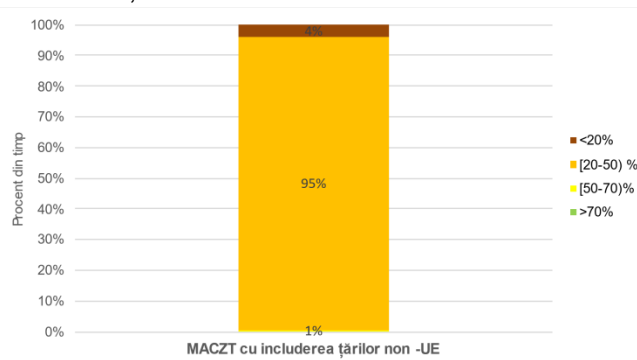


Fig. 3.6.4. Rezultatele evaluării MACZT în anul 2023 față de ținta de 70% din F_{max}

În anul 2023 valoarea MACZT pentru granița România – Ungaria a fost mai mică de 20% pentru 4% din MTU, între 20% ÷ 50% din F_{max} pentru 95% din MTU și între 50% ÷ 70% din F_{max} pentru 1% din MTU.

În figura 3.6.5 sunt prezentate rezultatele evaluării MACZT pe granița RO – HU luând ca referință ținta de 33% din F_{max} stabilită pentru anul 2023 pentru această graniță prin Derogare și ținta de 48% din F_{max} , ținta stabilită prin Planul de acțiuni pentru anul 2023.

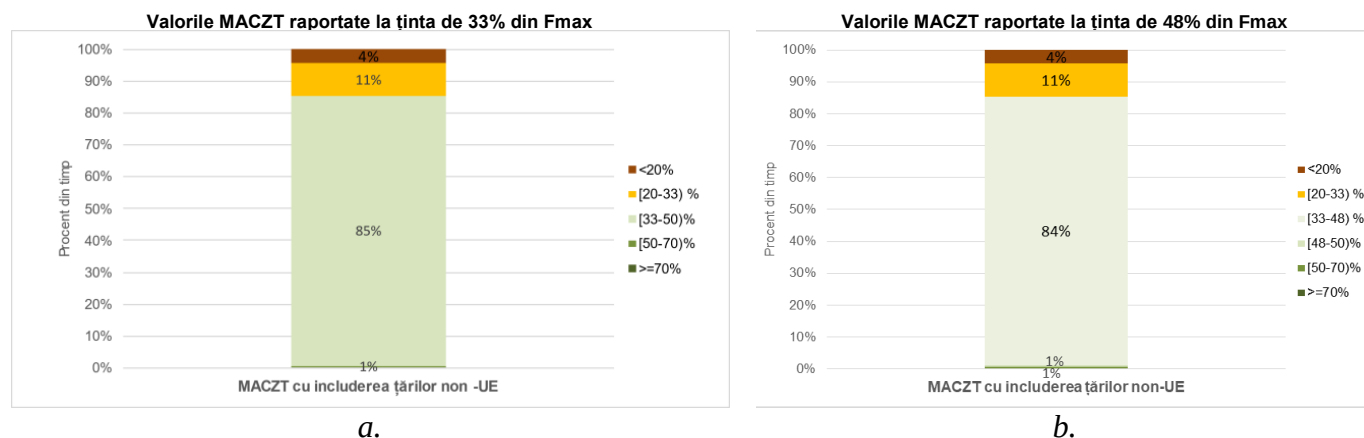


Fig. 3.6.5. Rezultatele evaluării MACZT în anul 2023 față de ținta de 33% din $F_{\max}$ (a) și față de ținta de 48% din $F_{\max}$ (b)

În figura 3.6.6 sunt prezentate valorile medii ale MACZT, respectiv 33% din $F_{\max}$ în situația includerii țărilor non-UE și 29% din $F_{\max}$ în cazul excluderii țărilor non-UE. În situația includerii țărilor non-UE valoarea medie a MACZT respectă ținta stabilită pentru anul 2023.

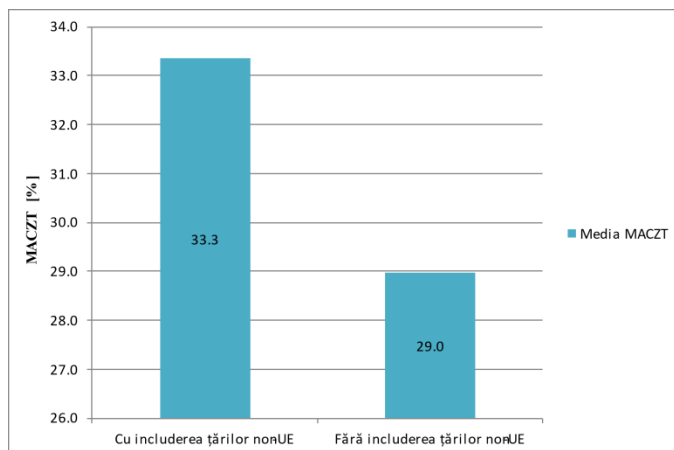


Fig. 3.6.6. Valorile medii ale MACZT pentru anul 2023

Factori generali care influențează valorile MACZT

În anul 2023, momentele de timp în care nu au fost respectate țintele prevăzute au fost cauzate, în principal, de următorii factori:

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

3.7. Capacitatea de racordare disponibilă pentru noi unități de producție

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

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

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

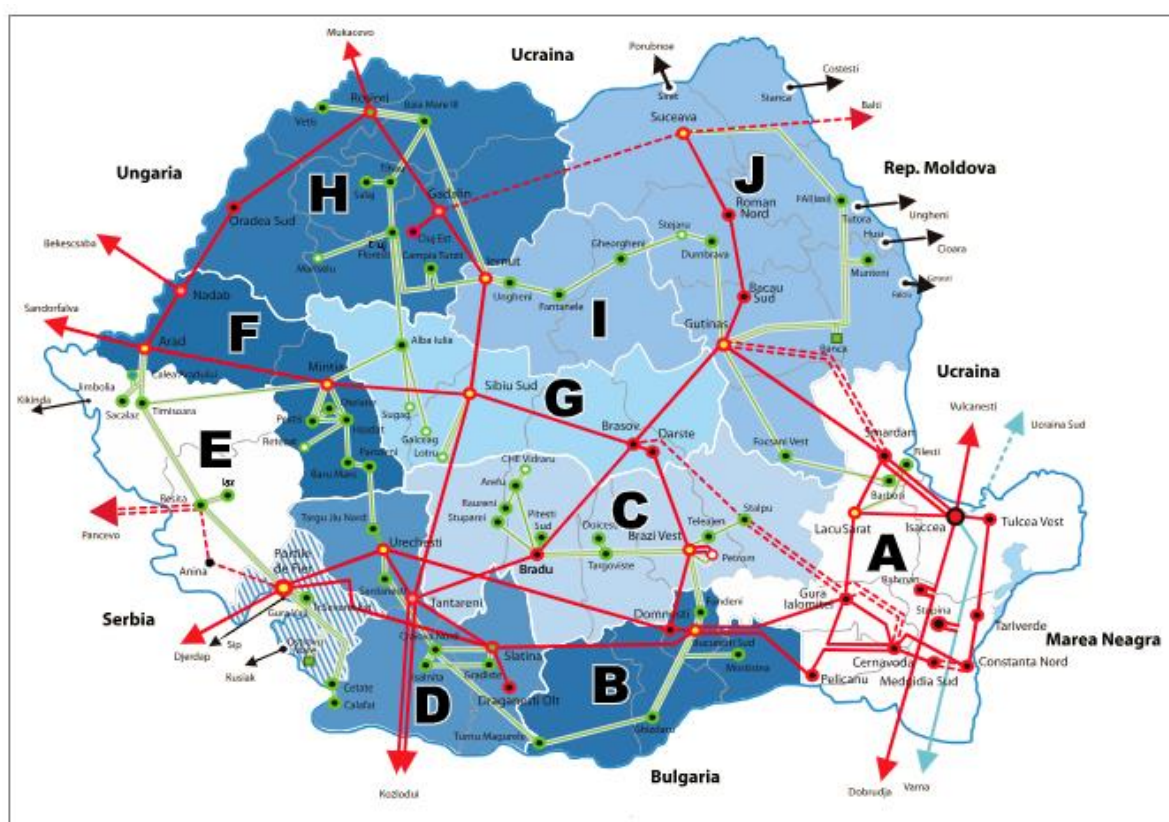


Fig. 3.6. Zonele analizate pentru determinarea capacității disponibile de racordare

Repartizarea județelor României pe zonele analizate este următoarea:

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

Metodologia de calcul pentru determinarea capacității de racordare disponibile în fiecare zonă analizată conține următoarele etape principale:

- Analiza Regimului Mediu de Bază (RMB) cu verificarea acoperirii palierului de consum și a criteriului de siguranță ($N - 1$);
- Verificarea zonelor analizate din punct de vedere al centralelor electrice puse în funcțiune;
- Realizarea Regimurilor de Dimensionare (RD) luând în considerare centralele electrice puse în funcțiune și regulile de încărcare a acestora;
- Analiza RD din punct de vedere al evacuării puterii generate din zona analizată și verificarea criteriului de siguranță ($N - 1$);
- Identificarea capacității de racordare disponibile prin realizarea RD+ (încărcarea suplimentară a RD) pentru a crește excedentul zonei până la limita de verificare a criteriului de siguranță ($N - 1$).

Regulile pentru realizarea RD sunt cele utilizate în studiile de soluție pentru racordarea de noi unități de producție:

- Producția CEE racordate în RET în zona (secțiunea) analizată se încarcă la 70% din P_i ;
- Producția CEE din RED din zona analizată se încarcă la 85% din P_i ;
- CTE din zona analizată rămân încărcate ca în Regimurile Medii de Bază (RMB);
- CNE se încarcă la $P_{\max}$ disponibil;
- CHE din zona analizată se încarcă la 90 % din $P_{\max}$ disponibil;
- Producția CEF din zona analizată se încarcă la 80% din P_i ;
- Instalațiile de stocare independente din zona analizată rămân încărcate ca în Regimurile Medii de Bază (RMB), cu funcționarea IS în regim de generator sau consumator conform simulărilor de piață realizate;
- Centralele electrice mixte (CEM) din zona analizată se consideră la 100% din puterea aprobată.

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

Zona	Capacitatea de racordare [MW]	Element Critic/Contingență
A Sud – Est SEN	965	LEA 220 kV Barboși – Filești/ LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș LEA 220 kV Barboși – Focșani Vest/ LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș
B București – Giurgiu – Alexandria	2300	LEA 220 kV București Sud – Fundeni circ. 1 (2)/ LEA 220 kV București Sud – Fundeni circ. 2 (1)
C Pitești – Târgoviște – Ploiești	2085	LEA 220 kV Bradu – Arefu/ LEA 220 kV Bradu – Stupărei AT3 (4) – 400 MVA, 400/220 kV Bradu/ AT4 (3) – 400MVA, 400/220 kV Bradu AT 200 MVA, 220/110 kV Râureni/ AT 200 MVA, 220/110 kV Stupărei

Zona	Capacitatea de racordare [MW]	Element Critic/Contingență
		AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Teleajen/ LEA 220 kV Brazi Vest – Teleajen AT3 – 400 MVA, 400/220 kV Brazi Vest/ LEA 400 kV Bradu – Brașov
D Sud – Vest SEN	1200	LEA 220 kV Paroșeni – Târgu Jiu Nord/ LEA 400 kV Tântăreni – Sibiu Sud LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița circ. 1 (2)/ LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița circ. 2 (1)
E Banat	940	LEA 220 kV Reșița – Timișoara circ. 1(2)/ LEA 220 kV Reșița – Timișoara circ. 2(1)
F Arad – Mintia	2860	LEA 400 kV Grăniceri – Bekescsaba/ LEA 400 kV Arad – Nădab
G Sibiu – Brașov	1750	LEA 220 kV Alba Iulia – Mintia/ LEA 220 kV Cluj Florești – Alba Iulia LEA 220 kV Cluj Florești – Alba Iulia/ LEA 220 kV Alba Iulia – Mintia AT6 (5) – 400 MVA, 400/220 kV Sibiu Sud/ AT5 (6) – 400MVA, 400/220 kV Sibiu Sud LEA 220 kV Lotru – Sibiu Sud/ AT5 (6) – 400 MVA, 400/220 kV Sibiu Sud LEA 220 kV Lotru – Sibiu Sud circ. 1 (2)/ LEA 220 kV Lotru – Sibiu Sud circ. 2 (1)
H Cluj-Napoca – Baia Mare – Oradea	2710	Trafo 1(2) – 250 MVA, 400/110 kV Oradea Sud / Trafo 2(1) – 250 MVA, 400/110 kV Oradea Sud
I Târgu Mureș –	1235	LEA 220 kV Fântânele – Ungheni/ LEA 220 kV Stejaru

Zona	Capacitatea de racordare [MW]	Element Critic/Contingență
Miercurea Ciuc		– Gheorgheni
J Nord – Est SEN	1295	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 punerii în funcțiune a stației 400 kV Reșița

confidențial

3.9. Impactul realizării stației 400 kV Arefu

confidențial

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.

Calculul s-au efectuat pentru scheme cu N, N-1 elemente în funcțiune în ipoteza de balanță R3 (vârf de seară), R6 (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 calculului pentru diferite scenarii, cuprinzând puterea limită de stabilitate P_{lim} , puterile cu rezervă normată $P_{8\%}$, respectiv $P_{20\%}$ și puterile admisibile. În regimurile pentru care este respectată rezerva normată în secțiune dar tensiunile în rețea sau circulațiile de curenți pe elementele rețelei se situează în afara limitelor normate, s-a stabilit puterea admisibilă P_{adm} în secțiune în ultimul regim în care se respectă restricțiile legate de nivelul de tensiune și limitele de încărcare a elementelor rețelei. Pentru scenariile în care declanșarea unei linii conduce la variația substanțială a pierderilor în rețea, s-au dat valori pentru puterea admisibilă prin secțiune în regimul care **urmează după declanșare (a)** și în **regimul anterior declanșării** unui element **(b)**, în forma **a / b**.

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

Valorile indicate în tabele corespund cazurilor de retrageri din exploatare descrise la fiecare regim și unei structuri de grupuri în funcțiune date în anexa 2.7.1. Aceste valori se pot modifica în cazul în care apar retrageri suplimentare de linii în cadrul SEN sau se funcționează cu o altă repartitie a puterilor produse. Aceste modificări sunt 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 R3 cu producție în CEE și cu două unități în funcțiune în CNE Cernavodă.

Excedentul inițial al secțiunii este de cca. 1202 MW.

Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.1):

- La declanșarea unui circuit LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=3930$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 2530 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 220 kV Craiova Nord – Turnu Măgurele, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=3940$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 259 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 $P_{8\%}=3940$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 2680 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 $P_{8\%}=3910$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 1790 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 $P_{8\%}=3900$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 2410 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 $P_{8\%}=3860$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 2410 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 $P_{8\%}=3950$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 2610 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 R3 palierul VSI cu producție în CEE și cu două unități în funcțiune în CNE Cernavodă.

Deficitul inițial al secțiunii este de cca. 1645 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 $P_{8\%}=2760$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 2490 MW (2450 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.

- La declanșarea LEA 400 kV Brașov – Sibiu Sud, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=2830$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 2040 MW (2000 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 $P_{8\%}=2900$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 1970 MW (1940 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 R6 palierul VS fără producție în CEE și CEF și cu două unități în funcțiune în funcțiune în CNE Cernavodă.

Deficitul inițial al secțiunii este de cca. 1556 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 $P_{8\%}=3180$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 1560 MW (1510 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care apar suprasarcini pe AT3 – 400 MVA, 400/220kV Reșița.
- La declanșarea LEA 400 kV Țânțăreni – Sibiu Sud, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=3040$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 2330 MW (2290 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 $P_{8\%}=3030$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 2520 MW (2480 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 R6 fără producție în CEE și CEF și cu două unități în funcțiune în CNE Cernavodă. Deficitul inițial al S3 este de 287 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 $P_{8\%}=590$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 510 MW (490 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 $P_{8\%}=660$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 540 MW (520 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 $P_{8\%}=970$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 840 MW (830 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 $P_{8\%}=960$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 820 MW (810 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 $P_{8\%}=1530$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 800 MW (790 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 R3 palierul VS cu producție în CEE și cu două unități în funcțiune în CNE Cernavodă.

Deficitul inițial al secțiunii este de cca. 1052 MW.

Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.4.1):

- La declanșarea LEA 400 kV Sibiu Sud – Iernut, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1480$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1240 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 $P_{8\%}=1660$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1520 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declanșarea LEA 220 kV Stejaru – Gheorgheni, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1670$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1440 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 $P_{8\%}=1790$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1500 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 $P_{8\%}=1170$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1050 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 $P_{8\%}=1390$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1200 MW (770 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 110 kV Câmpia Turzii – Aiud.
- 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 1060 MW (880 MW – rețeaua vizibilă), peste care se depășește curentul limită pe LEA 110 kV Reghin – Sovata.
- 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 $P_{8\%}=1350$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1160 MW (1140 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 $P_{8\%}=1460$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1150 MW (950 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.

4.4.2. Secțiunea S4 în ipoteza de balanță R6 palierul VS fără producție în CEE și CEF și cu două unități în funcțiune în CNE Cernavodă.

Deficitul inițial al secțiunii este de cca. 945 MW.

Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.4.2):

- La declanșarea LEA 400 kV Sibiu Sud – Iernut, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1600$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1340 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 $P_{8\%}=1740$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1630 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declanșarea LEA 220 kV Stejaru – Gheorgheni, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1830$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1660 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 $P_{8\%}=1880$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1650 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.

4.4.3. Secțiunea S4 în ipoteza de balanță R2 palierul GS cu producție în CEE și două unități în funcțiune în CNE Cernavodă.

Deficitul inițial al secțiunii este de cca. 560 MW.

Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.4.3):

- La declanșarea LEA 400 kV Sibiu Sud – Iernut, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1490$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1270 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 1330 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 1380 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 $P_{8\%}=1770$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1450, 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 $P_{8\%}=1610$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1380, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.

4.5. Secțiunea S5

4.5.1. Secțiunea S5 în ipoteza de balanță R3 palierul VS cu producție în CEE și cu două unități în funcțiune în CNE Cernavodă.

Deficitul inițial al secțiunii este de cca. 489 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 920 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 $P_{8\%}=980$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 910 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 $P_{8\%}=960$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 490 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 $P_{8\%}=940$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 860 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 $P_{8\%}=1130$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 990 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 $P_{8\%}=600$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 480 MW (430 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 220 kV Barboși – Filești, LEA 110 kV Mărășești – Tecuci, LEA 110 kV Mărășești– Gutinaș.
- La retragerea LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș și declanșarea LEA 400kV Brașov – Gutinaș, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=590$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 480 MW (390 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 220kV Barboși – Filești, LEA 110 kV Mărășești – Tecuci, LEA 110 kV Mărășești– Gutinaș.
- 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 500 MW, valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 220 kV Barboși – Filești.

4.5.2. Secțiunea S5 în ipoteza de balanță R6 palierul VS fără producție în CEE și CEF, cu două unități în funcțiune în CNE Cernavodă.

Deficitul inițial al secțiunii este de cca. 710 MW.

Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.5.2):

- La declanșarea LEA 400 kV Brașov – Gutinaș, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=930$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 920 MW.
- La declanșarea LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=990$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 970 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declanșarea LEA 400 kV Bacău Sud – Roman Nord, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=940$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 910 MW.
- La declanșarea LEA 220 kV Gutinaș – FAI, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1110$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 1040 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 170 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 $P_{8\%}=980$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 900 MW, valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 220kV Barboși – Filești.
- La declanșarea LEA 400 kV Bacău Sud – Roman Nord, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=830$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 770 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declanșarea LEA 400 kV Gutinaș – Bacău Sud, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=910$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 810 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 $P_{8\%}=970$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 930 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 $P_{8\%}=1090$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 990 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.

4.6. Secțiunea S6

4.6.1. Secțiunea S6 în ipoteza de balanță R3 palierul VS cu producție în CEE și cu două unități în funcțiune în CNE Cernavodă.

Excedentul inițial al secțiunii S6 este de 3058 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 $P_{8\%}=6050$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 3010 MW (2950 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 $P_{8\%}=6200$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 4070 MW (4000 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 $P_{8\%}=6030$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 4070 MW (4000 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 110 kV Dragoș Vodă – Slobozia Sud.

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

- La retragerea LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș și declanșarea LEA 400 kV Brașov – Gutinaș, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=4950$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 2140 MW (1940 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 $P_{8\%}=5620$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 2140 MW (1940 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 110 kV Mărășești – Tecuci.
- La retragerea LEA 400 kV Brașov – Gutinaș și declanșarea LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=4910$ MW, iar puterea

admisibilă în secțiune este de 2140 MW (2010 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 110 kV Mărășești – Gutinaș.

- La retragerea LEA 400 kV București Sud – Gura Ialomiței și declanșarea LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=5550$ 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 2263 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 $P_{8\%}=5460$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 3870 MW (3800 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 $P_{8\%}=5610$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 4260 MW (4180 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 $P_{8\%}=5490$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 4370 MW (4290 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 $P_{8\%}=5530$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 3970 MW (3900 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 $P_{8\%}=5750$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 5130 MW (5040 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 $P_{8\%}=5680$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 5100 MW (5020 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declanșarea LEA 220 kV Barboși – Focșani Vest, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=5710$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 5240 MW (5150 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.

5. VERIFICAREA STABILITĂȚII TRANZITORII

confidențial

5.1. Verificarea stabilității tranzitorii a zonei Cernavodă

confidențial

5.2. Verificarea stabilității zonei Porțile de Fier și a interconexiunii

confidențial

5.3. Verificarea stabilității CECC Iernut

confidențial

6. CONCLUZII ȘI PROPUNERI DE MĂSURI

6.1. Propuneri pentru schema normală de funcționare

Pentru sezonul de iarnă 2024 – 2025 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 vară 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 Dumbrava

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

Stația 400/110 kV Smârdan:

- Trafo 1 nou – 250 MVA, 400/110 kV în funcțiune în regim de provizorat;
- Trafo 3 – 250 MVA, 400/110 kV (fost Trafo 1) nu se pune 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 220/110 kV Focșani Vest (etapa a II-a de modernizare a stației 110 kV):

- 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;
- LEA 110 kV Focșani Vest – CEIL 2 – derivație Laminor 1 – derivație Laminor 2, LEA 110 kV Focșani Vest – Gugești – derivație Focșani Nord 2, LEA 110 kV Focșani Vest – Tătăranu – derivație CEIL 1 în funcțiune pe Bara 2-110 kV;
- CT-110 kV în funcțiune între Bara 1-110 kV și Bara 2-110 kV;

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.

Stația 110 kV Liești:

- LEA 110 kV Hanu Conachi în rezervă caldă ;

- CLT 110 kV Liești în rezervă caldă

Stația 110 kV Măxineni:

- LEA 110 kV Hanu Conachi în funcțiune.

Stația 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 2A – 110 kV și 2B – 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.

DET2

Stația 400 kV Cernavodă:

- LEA 400 kV Gura Ialomiței circ.1 în funcțiune la Diametrul 3;
- 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 8.

Stația 400/110 kV Gura Ialomiței:

- LEA 400 kV Cernavodă circ.2 și circ.4 în funcțiune la Bara 2 – 400 kV;
- LEA 400 kV Cernavodă circ.1 și circ.3 în funcțiune la Bara 1 – 400 kV;
- Trafo 3 – 250 MVA, 400/110 kV în funcțiune la Bara 1 – 400 kV și Bara 1– 110 kV;
- Trafo 4 – 250 MVA, 400/110 kV în rezervă caldă la Bara 2 – 400 kV și Bara 2– 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.
- în momentul în care suma puterilor active pe cele trei transformatoare este maxim 250 MW, se aduce în rezervă caldă Trafo 3 – 250 MVA, 400/110 kV.

Stația Tulcea Vest:

- Trafo 1, 2, 3 250 MVA, 400/110 kV, în funcțiune; în momentul în care suma puterilor active pe cele trei transformatoare este maxim 250 MW, se aduce în rezervă caldă unul din cele trei transformatoare, cu conectarea CTA-110 kV.

Stația 400/110 kV Pelicanu:

- Trafo 1 250 MVA, 400/110 kV în funcțiune la bara 1 110 kV;
- Trafo 2 250 MVA, 400/110 kV în funcțiune la bara 2 110 kV;
- LEA 110 kV CSC 1 în funcțiune la bara 1 110 kV;
- CT 110 kV rezervă caldă;
- LEA 110 kV CSC 2 în funcțiune la bara 2 110 kV;
- LEA 110 kV Călărași în funcțiune la bara 2 110 kV;
- LEA 110 kV Saint Gobain în funcțiune la bara 2 110 kV
- S-a desființat provizoratul prin șuntarea LEA 110 kV Pelicanu – Saint Gobain și LEA Pelicanu – Călărași

Statia 400 kV Isaccea:

- LEA 400 kV Smârdan circ.2 este în rezervă caldă la bara 2 400 kV;
- LEA 400 kV Smârdan circ.1 este în funcțiune la bara 1A 400 kV;
- LEA 400 kV Vulcănești în funcțiune la Bara 1B 400 kV;
- LEA 400 kV Stupina în funcțiune la Bara 1A 400 kV;
- LEA 400 kV Rahman în funcțiune la Bara 2 400 kV;
- CLT1 400 kV în funcțiune ca CT între barele 1B și 2;
- CLT2 400 kV în funcțiune ca CT între barele 1A și 2.

Statia 110 kV Republica:

- Dezafectată
- LES 110 kV FCME - Republica este retrasa din exploatare;
- LES 110kV Titan-Republica este retrasa din exploatare;

Stația 110 kV Doicești:

- se racordează IS Doicesti – 30 MW,
- L110 kV Aninoasa si L110kV Valea Voievozilor functionează la bara 1 110 kV ,
- L110 kV Pucioasa si L110kV Teis functionează la bara 2 110 kV.

Stația 220/110 kV Stâlp:

- LEA 110 kV Buzău Sud circ.1 și circ. 2 în funcțiune
- LEA 110 kV Buzău Nord – Buzău Crâng provizorat în funcțiune la bara 1 110 kV;

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 1 – 220 kV

Stația 220/110 kV Craiova Nord:

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

Stația 220/110 kV Grădiște:

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

Stația 400 kV Țanțăreni

- LEA 400 kV Kozlodui circuitul 1 în rezervă caldă la bara – 1B 400 kV;
- LEA 400 kV Kozlodui circuitul 2 în funcțiune la bara – 2B 400 kV;

Stația 400/220/110 kV Bradu:

- AT 3 – 400 MVA 400 / 220 kV în rezervă caldă la bara 1 – 400 kV și bara 1 – 220 kV;
- AT 4 – 400 MVA 400 / 220 kV în funcțiune la bara 2 – 400 kV și bara 2 – 220 kV;
- AT 1 – 200 MVA 220 / 110 kV în funcțiune la bara 1 – 220 kV și bara 2 – 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 Pitești Sud în funcțiune la bara 2 – 220 kV;

LEA 110 kV Pojaru – Berbești în rezervă caldă în stația Berbești

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

DET 4**Statia 220 kV Retezat:**

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

Statia 400 kV Arad:

- în cazul indisponibilizării întreruptorului 400 kV AT3, s-a adoptat schema cu CTf 400 kV pregătită pentru preluarea AT3 pe bara de transfer

Statia 220/110 kV Baru Mare, finalizată stația 220 kV:

Toate echipamentele în funcțiune la bara 1 – 220 kV și CT 220 kV conectată

- LEA 220 kV Paroșeni în funcțiune;
- LEA 220 kV Hășdat în funcțiune;
- LEA 220 kV Paroșeni – Hășdat provizorat desființată
- AT1 – 200 MVA, 220/110/ kV în funcțiune;
- LEA 110 kV Oțelu Roșu – Rușchița – Retezat în rezervă caldă în Retezat;
- În stația 110 kV Petrila se deconectează CT – 110 kV.
- În stația 110 kV Paroșeni se deconectează LEA 110 kV Baru Mare circ.2;
- Zona 110 kV Paroșeni – Baru Mare va funcționa debuclet de zona 110 kV Hășdat – Peștiș – Mintia.
- Stația 110 kV Hășdat va funcționa buclat cu stațiile 110 kV Mintia respectiv Peștiș prin conectarea LEA 110 kV Peștiș circ. 1 și circ. 2 în Laminoare, CT 110 kV în stația Laminoare deconectată, respectiv în stația 110 kV Baru Mare se deconectează CL 110 kV, LEA 110 kV Hațeg în funcțiune la bara 2A – 110 kV și LEA 110 kV Oțelu Roșu în funcțiune la bara 1 – 110 kV.
- LEA 110 kV Simeria – Călan, deconectată în Călan.
- Schema de funcționare în stația 110 kV Baru Mare:
 - CT2B conectată;
 - CT2A și CL deconectate;
 - LEA 110 kV Paroșeni – Aninoasa circ.1, LEA 110 kV Arena Lupeni, LEA 110 kV Retezat – CHE Clopotiva, AT1 – 200 MVA, 220/110/ kV în funcțiune la bara 1 – 110 kV;
 - LEA 110 kV Paroșeni circ. 2 și LEA 110 kV Lonea în funcțiune la bara 2B – 110kV;
 - LEA 110 kV Pui CFR și LEA 110 kV Hațeg în funcțiune la bara 2A – 110kV;
 - LEA 110 kV Oțelu Roșu în funcțiune la bara 1 – 110 kV și în rezervă caldă în Oțelu Roșu;

Stația 220 kV laz:

- AT 2 – 200 MVA în funcțiune și AT 1 – 200 MVA în rezervă caldă;
- LEA 110 kV Reșița și LEA 110 kV CFR Caransebeș în funcțiune pe bara 1A – 110 kV,
- LEA 110 kV Nădrag și LEA 110 kV Oțelu Roșu în funcțiune pe bara 2 – 110 kV;

Stația 220 kV Calea Aradului:

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

Stația 220/110 kV Timișoara:

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

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 desființată, LEA 220 kV Baru Mare în funcțiune la bara 2 – 220 kV;

Stația 220/110 kV Reșița:

- Provizoratul 400 kV celula mobilă + BC 100 MVA, racordat prin cablu la bornele 400 kV AT3, retras definitiv din exploatare. AT3 – 400 MVA retras din exploatare;
- LEA 220 kV Iaz circ.2 provizorat în funcțiune pe celulă mobilă, racordată rigid la bara 1 – 220 kV;
- LEA 220 kV Iaz circ.1 este în funcțiune în regim special de exploatare cu cordoanele dezlegate în fața stației Reșița și cu întreruptorul deconectat în stația Iaz;
- LEA 220 kV Timișoara circ. 1 funcționează pe celula 220 kV Iaz circuitul 2;
- LEA 220 kV Timișoara circ. 2 funcționează pe celula 220 kV Iaz circuitul 1;
- S-au desființat toate provizoratele realizate în ultima etapă a rețehnologizării stației de 110 kV,
- LEA 110 kV Reșița – Ciudanovița, LEA 110 kV Reșița - Călnic, LEA 110 kV Reșița – CHE Grebla – ICMR circ.1, LEA 110 kV Reșița – ICMR circ.2, LEA 110 kV Reșița – Oxigen circ.2, LEA 110 kV Reșița – Furnale circ.1, în funcțiune;
- Schema de funcționare în stația 110 kV Reșița este cu CT conectată,
 - LEA 110 kV Anina, Iaz, Călnic, Mociur circ.1, Oxigen circ.1, Furnale circ.1, CHE Grebla – ICMR circ.1 și AT1 – 200 MVA în funcțiune la bara 1 – 110 kV,
 - LEA 110 kV CFR Caransebeș, Ciudanovița, Oravița, Călnicel, Mociur circ.2, ICMR circ.2, Furnale circ.2 și Oxigen circ.2 în funcțiune la bara 2 – 110kV.

Stația 220/110 kV Săcălaz:

- LEA 110 kV Covaci în funcțiune la bara 1A – 110 kV,
- LEA 110 kV Satchinez în funcțiune la bara 2 – 110 kV și
- LEA 110 kV Cărpiniș în funcțiune la bara 1B – 110 kV;

Stația 110 kV Călnic:

- CT 110 kV în rezervă caldă

Stația 110 kV IMT:

- LEA 110 kV Continental Trafo 1 în funcțiune;
- LEA 110 kV Continental Trafo 2 în rezervă caldă.

Stația 110 kV IRUM, retrasă din exploatare:

LEA 110 kV Păuliș – Peștiș provizorat în funcțiune,, realizată prin șuntarea LEA 110 kV Păuliș – IRUM cu LEA 110 kV IRUM – Peștiș;

Stația 110 kV Freidorf, retrasă din exploatare:

- LEA 110 kV Săcălaz – Fratelia provizorat în funcțiune, realizată prin șuntarea LEA 110 kV Săcălaz – Freidorf cu LEA 110 kV Freidorf – Fratelia;

Stația 110 kV Fratelia:

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

DET 5

- Recondutorarea **LEA 220 kV Fântânele – Gheorgheni** și **LEA 220 kV Gheorgheni – Stejaru** a fost finalizată;

Stația 220/110 kV Vetiș:

- LES 110 kV Vetiș – CEF Satu Mare 1 în funcțiune;

Stația 110 kV Mureni:

- LEA 110 kV Fântănele – Mureni în funcțiune;
- LEA 110 kV Mureni – Hoghiz în funcțiune;
- S-a retras din exploatare LEA 110 kV Fântănele – Hoghiz circ.2;

S-a redenumit LEA 110 kV Fântănele – Hoghiz, circ. 1 în LEA 110 kV Fântănele – Hoghiz

Stația 110 kV Fântănele:

- LEA 110 kV CFR Mureni în funcțiune;
- LEA 110 kV CFR Hoghiz în funcțiune;

Stația 110 kV Remetea:

- LEA + LES 110 kV Ghorgheni în funcțiune;
- LEA + LES 110 kV Toplița în funcțiune;
- S-a retras din exploatare LEA 110 kV Gheorgheni - Toplița

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, AT2 – 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:**

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

- **DET Timișoara:**

AT2 – 200 MVA 220/110 kV Hășdat, AT1 – 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 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.

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

DET și zone	Pd neta [MW]
DET 1	371
DET 2	2540
DET 4	71
zona 110 kV Constanța – Medgidia	601
<i>din care Harșova – Medgidia – Constanța</i>	311
zona Tulcea	487
zona 110 kV Lacu Sarat, Smârdan	159
zona stațiilor 400/110 kV Stupina și Rahman	590
zona stației 400/110 kV Tariverde	585
zona Dobrogea	2262
zona Bălțăgești – Gura Ialomiței	250
zona Moldova	240
zona Banat	71
Total SEN	2982

Se menționează că acest set de CEED modelate este același cu cel din sezonul precedent, de vară 2024, deoarece nu au mai fost puse în funcțiune CEED.

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

DET	Pd. netă modelată [MW]
1	97
2	559
3	338
4	53
5	535
Total SEN	1582

6.2.2. Determinarea puterii maxime admisibile în CEE

Determinarea puterii maxime admisibile în CEE s-a făcut în condițiile îndeplinirii simultane a:

- acoperirii palierului de consum și a soldului propus;
- respectării criteriului (N-1), considerând temperatura mediului ambiant de cel mult 20°C.

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

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

Măsurile topologice și de dispecerizare a producției utilizate în calculele de determinare a puterii maxim admisibile a CEE ce poate fi evacuată în condiții de siguranță din CEE, în condițiile unei temperaturi a mediului ambiant de cca. 20°C, sunt următoarele:

Pentru schema cu N elemente în funcțiune:

- se limitează **confidențial** pentru reducerea curentului pe LEA 110 kV Gura Ialomiței – Bălăgești. Odată cu înlocuirea TC 110 kV din stația Medgidia Sud nu mai este depășită limita admisibilă pe LEA 110 kV Mircea Vodă – Medgidia Sud la declanșarea LEA 110 kV Medgidia Nord – Medgidia 1, ca în sezoanele precedente.

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

Reducerea preventivă a producției este de **confidențial**.

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

Zone
--

Zone
--

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

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

Regim	Tip palier	Palier consum [MW]	Prod. în CEE [MW]	Prod. în CEF [MW]	Prod. în CECC Petrom Brazi [MW]	Prod. în CNE [MW]	Sold export [MW]
R1	VS T	7300	**) 2980 ↘ 2846	0	confidențial	1400	1200
R2	GS T	4700	1700	0		1400	800
R3*)	VS I	8500	**) 2980 ↘ 2970	0		1400	1000
R4	VD I sezonier	8300	1000	600		1400	484
R5	VD I max (CEE=0)	9200	0	0		1400	-2000
R6	VS I (CEE=0)	8500	0	0		1400	-1500

R3 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 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 propus;
- să fie respectat criteriul (N-1) în schemă completă.

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

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

Mare parte din retragerile din exploatare ale echipamentelor din zona Dobrogea, dar și din axele către zonele limitrofe, atât către zona București, cât și către Moldova, cuprind în setul de condiționări de regim, măsuri de limitare (reducere) a producției CEE. Limitările (reducerile) pot fi postavarie 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 R3 (palier vârf seară iarnă) 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 Brașov – Gutinaș	<i>confidențial</i>	<i>confidențial</i>
LEA 400 kV Gutinaș – Smârdan		
LEA 400 kV București Sud – Gura Ialomiței		
LEA 400 kV București Sud – Pelicanu		
LEA 400 kV Pelicanu – Cernavodă		
LEA 400 kV Domnești – București Sud		
LEA 400 kV Domnești – Brazi Vest		
LEA 400 kV Constanța Nord – Cernavodă		
LEA 400 kV Tulcea Vest – Isaccea		
LEA 400 kV Tulcea Vest – Tariverde		
LEA 400 kV Constanța Nord – Tariverde		
LEA 400 kV Dârste – Brazi Vest		
LEA 400 kV Isaccea – Vulcănești		
AT3 (sau AT4) – 400 MVA, 400/220 kV București Sud		

6.3. Managementul congestiilor

confidențial

6.4. Condiționări de regim

Pe baza rezultatelor de calcul de regim permanent se propun următoarele condiționări de regim pentru perioada iarnă 2024 – 2025.

confidențial

6.5. Capacitatea de racordare pentru noi unități de producție

6.5.1. Capacitatea totală de racordare pentru noi unități de producție de energie electrică care poate fi preluată de RET fără întăriri este de aproximativ 17340 MW;

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

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

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

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

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

6.6. Concluzii privind stabilitatea statică

Se vor respecta puterile admisibile în secțiunile caracteristice ale SEN.

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

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

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

6.7. Concluzii privind stabilitatea tranzitorie

confidențial

6.8. Concluzii generale

În corelare cu rezultatele studiului „Planificarea operațională a funcționării SEN în iarna 2024 – 2025”, este necesară urgentarea realizării unor*) obiective investiționale incluse în Planul de Dezvoltare a RET 2022 – 2031:

- Punerea în funcțiune a LEA 400 kV Porțile de Fier – Reșița;
- 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;
- Trecerea la 400 kV a LEA 220 kV din axul Reșița – Timișoara – Arad;
- Recondutorarea LEA 220 kV Fântânele – Ungheni;
- Recondutorarea 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 iarna 2024 – 2025” nu are ca obiectiv reluarea analizelor din studiile suport pentru elaborarea „Planului de Dezvoltare a RET pe 10 ani”. Obiectivul studiului „Planificarea operațională a funcționării SEN în iarna 2024 – 2025” se referă la planificarea operațională a funcționării SEN la nivel semestrial.