



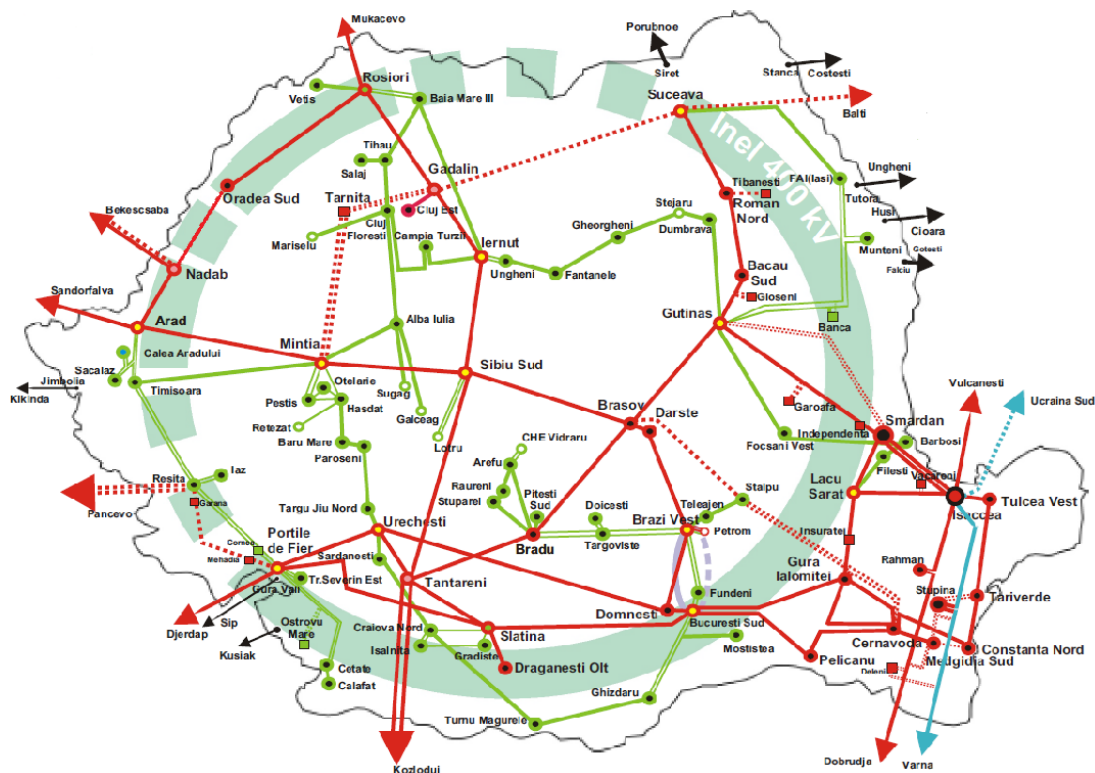
Transelectrica®

Societate Administrată în Sistem Dualist

Compania Națională de Transport al Energiei Electrice
Transelectrica SA - Sediu 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

Unitatea Operațională – Dispecerul Energetic Național
Bd. Hristo Botev 16-18; sect.3; cod 030236 – București
Tel: 021 3035713; 021 3035613; Fax: + 40 21 3035 630

Planificarea operațională a funcționării SEN în iarna 2022 – 2023



Septembrie 2022

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 UNO – DEN.



CUPRINS

1. INTRODUCERE	4
2. BALANȚE DE PUTERE.....	5
2.1. Consumuri înregistrate în ziua caracteristică din iarna 2021 – 2022	5
2.2. Consumuri înregistrate în iarna 2021 – 2022	7
2.3. Valori de capacități nete de transfer	10
2.4. Estimarea evoluției necesarului de energie electrică în iarna 2022 – 2023	11
2.5. Consumul intern brut mediu lunar prognozat pentru iarna 2022 – 2023	11
2.6. Capacități de producție	12
2.7. Balanțe de puteri	13
3. REGIMURI STAȚIONARE DE FUNCȚIONARE A SEN	15
3.1. Schema de calcul	15
3.2. Variante de regimuri analizate	19
3.3. Analiza regimurilor de funcționare în schema N	19
3.3.1. Prezentarea CEE modelate	19
3.3.2. Prezentarea CEF modelate	20
3.3.3. Schema cu N elemente în funcțiune	20
A. Circulații de putere	21
B. Nivelul de tensiune și stabilirea domeniului de variație al tensiunii	23
C. Consumul propriu tehnologic	24
3.3.4. Analiza regimurilor de funcționare în scheme cu retrageri	36
3.3.5. Analiză comparativă între regimurile analizate	37
3.3.6. Analize de sensibilitate asupra modificării soldului în Bulgaria și Ucraina	37
3.4. Managementul congestiilor	39
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 2021	43
3.7. Capacitatea de racordare disponibilă pentru noi unități de producție	47
4. VERIFICAREA STABILITĂȚII STATICE	51
4.1. Secțiunea S1	51
4.2. Secțiunea S2	52
4.3. Secțiunea S3	53
4.4. Secțiunea S4	53
4.5. Secțiunea S5	56
4.6. Secțiunea S6	58
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	60
6. CONCLUZII ȘI PROPUNERI DE MĂSURI	61
6.1. Propuneri pentru schema normală de funcționare	61
6.2. Concluzii privind regimurile staționare	64
6.3. Managementul congestiilor	68
6.4. Condiționări de regim	69
6.5. Capacitatea disponibilă pentru comerțul transfrontalier în anul 2021	69
6.6. Capacitatea de racordare pentru noi unități de producție	69
6.7. Concluzii privind stabilitatea statică	69
6.8. Concluzii privind stabilitatea tranzitorie	70
6.9. Concluzii generale	70

ANEXE:

2.7.2 – 2.7.3	Structura pe resurse a producției brute din SEN
3.11	Valori NTC ferme pentru luna octombrie 2022

1. INTRODUCERE

Scopul studiului constă în fundamentarea elementelor de stabilire a schemei normale sezoniere ținând cont de echipamentele disponibile din SEN, determinarea măsurilor de regim la retragerea din exploatare a echipamentelor, stabilirea puterilor admisibile în secțiunile caracteristice ale SEN și verificarea 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 tema pentru perioada de iarnă 2022 – 2023 (01 octombrie 2022 – 31 martie 2023) 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. 143/ 2022.

La elaborarea studiului s-a ținut cont de:

- Programul anual de retrageri echipamente din RET pentru anul 2022 (inclusiv linii de interconexiune);
- Programul anual de retrageri grupuri pentru anul 2022;
- 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 sau 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 10000 MW, care acoperă un consum intern de 9300 MW la vârful mediu de sarcină și un sold de export de 700 MW, considerând o funcționare fără insule de consum. S-au luat în considerare și situații cu producție maximă în CEE și export, cât și varianta cu producție zero în CEE și sold de import pentru consum intern de vârf de sarcină mediu și maxim. S-a considerat funcționarea interconectată a SEN cu rețeaua europeană continentală sincronă, inclusiv sistemele electroenergetice din Turcia, Ucraina și Republica Moldova.

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

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

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

Capitolul de stabilitate tranzitorie include verificarea stabilității zonei Cernavodă în condiții de retrageri planificate și producție în centralele electrice eoliene, respectiv verificarea stabilității zonei Porțile de Fier și a interconexiunii.

2. BALANȚE DE PUTERE

2.1. Consumuri înregistrate în ziua caracteristică din iarna 2021 – 2022

Înregistrarea valorilor consumului intern brut pentru palierele caracteristice de funcționare în iarna 2021 – 2022 s-a făcut în ziua de miercuri 19 ianuarie 2022 (pentru vârful de dimineață, vârful de seară și golul de noapte) și în noaptea de 23 – 24 ianuarie (pentru golul de sărbătoare).

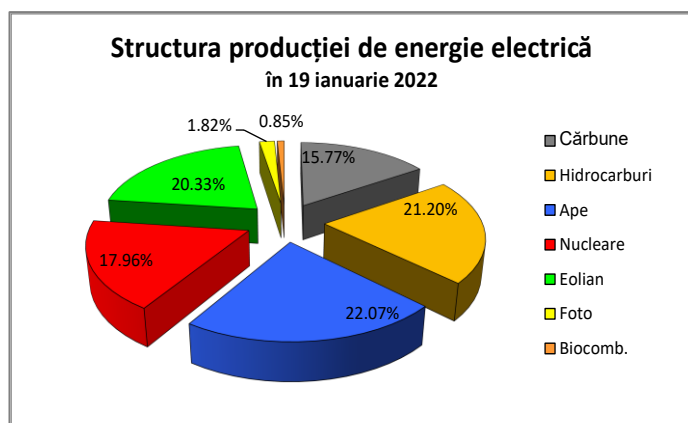
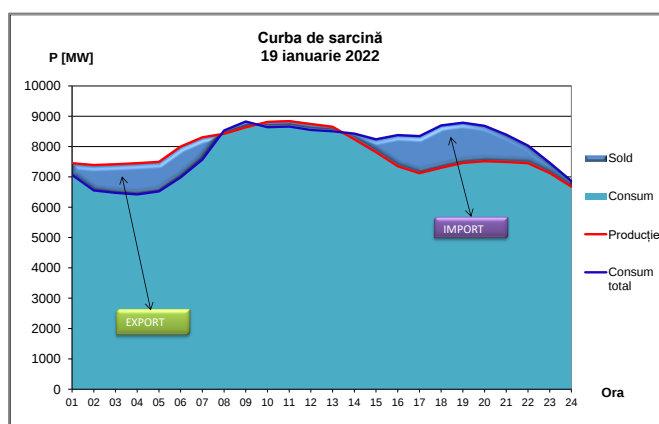
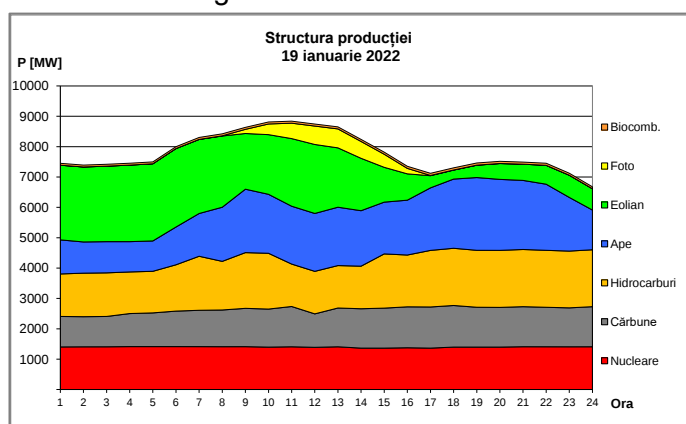
Valorile consumurilor înregistrate pe ansamblul SEN la palierele specifice în ziua caracteristică au fost următoarele:

19 ianuarie 2022

- vârful de dimineață: 8641 MW ora 10;
- vârful de seară: 8787 MW ora 19;
- golul de noapte: 6766 MW ora 04;

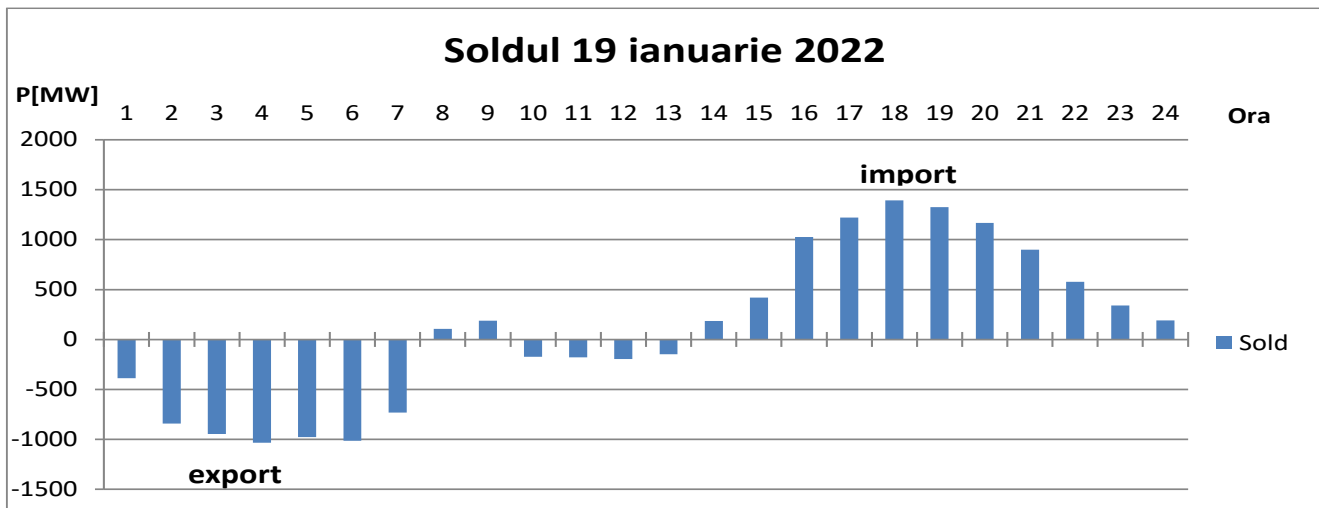
24 ianuarie 2022

- golul de sărbătoare: 5842 MW ora 04.

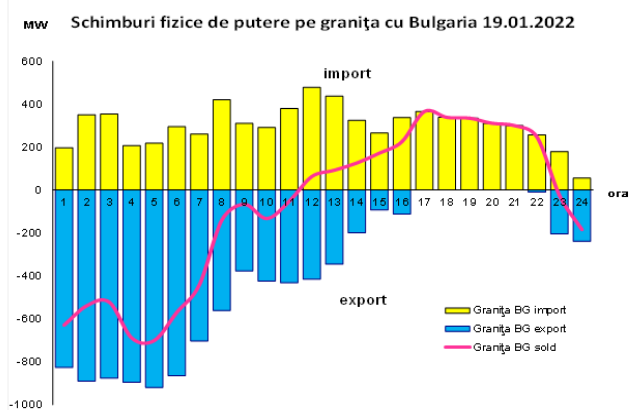
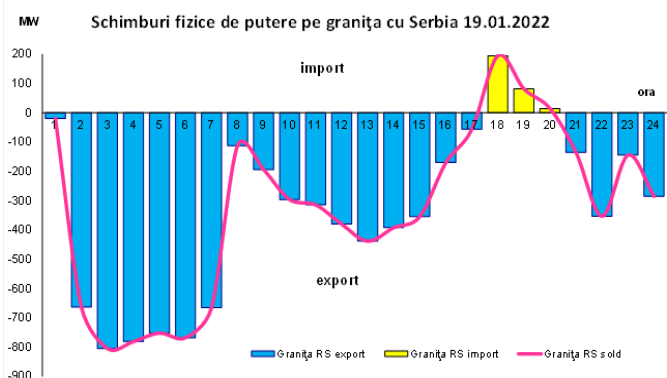
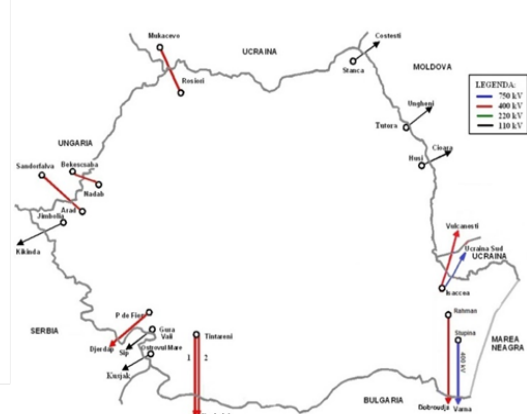
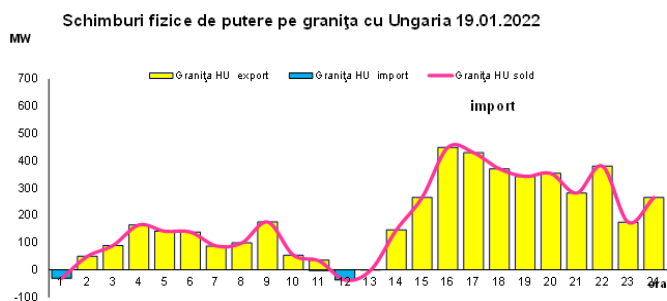
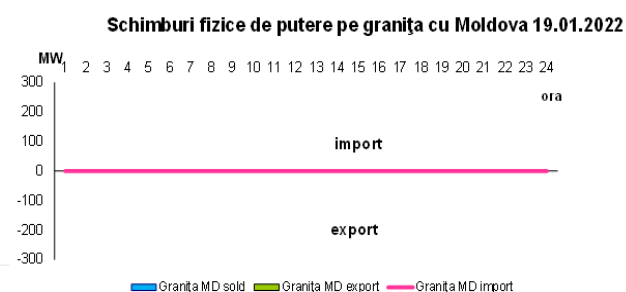
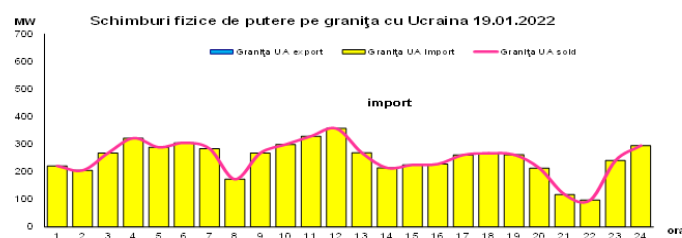


Structura producției [MWh/h,%]	Cărbune	1230	15.77%
	Hidrocarburi	1654	21.20%
	Ape	1722	22.07%
	Nucleare	1401	17.96%
	Eolian	1586	20.33%
	Foto	142	1.82%
	Biocomb.	66	0.85%
Total producție		7800	100%

În data de 19 ianuarie 2022, soldul SEN a fost determinat în principal de valoarea producției în centralele electrice eoliene, în special în orele de gol de sarcină, energia produsă în CEE reprezentând 20,3% din energia electrică produsă în această zi. Soldul înregistrat pe liniile de interconexiune a fost preponderent de export până la ora 13:00, apoi devenind de import până la sfârșitul zilei. Pe granița cu Republica Moldova nu au fost schimburi de putere. Soldul înregistrate de pe liniile de interconexiune a fost rezultatul schimburilor comerciale și tehnice. Schimburile tehnice au fost rezultatul circulațiilor în buclă între sistemele interconectate și al schimburilor pentru reglajul frecvenței.



Schimburi fizice pe granițe în ziua caracteristică de iarnă – 19 ianuarie 2022



2.2. Consumuri înregistrate în iarna 2021 – 2022

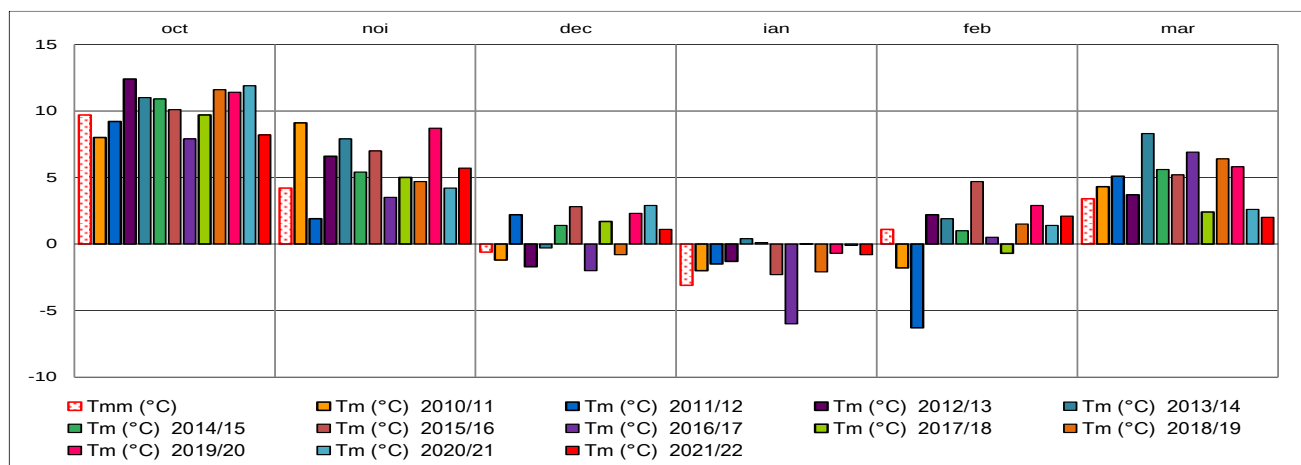
În luna octombrie 2021, temperatura medie a aerului a avut valori mai scăzute decât cele normale în cea mai mare parte a țării. În perioada noiembrie 2021 – februarie 2022 temperaturile au depășit norma climatologică a perioadei, cea mai mare abatere fiind în luna februarie când temperatura medie la nivel național, de 2,1°C, s-a situat pe locul al optulea în ierarhia celor mai ridicate temperaturi medii la nivel național, începând din 1961 și până în prezent. În luna martie 2022, temperatura medie a avut valori sub norma multianuală, excepție zonelor Moldova și Crișana unde temperatura a fost conformă perioadei.

Cantitățile totale de precipitații au fost mai mici decât cele normale în cea mai mare parte a perioadei, excepție făcând luna decembrie 2021 când cantitatea totală medie de precipitații la nivel național, de 83,6 l/mp, s-a situat pe locul al doilea în ierarhia celor mai mari cantități totale medii de precipitații la nivel național, începând din 1961 și până în prezent.

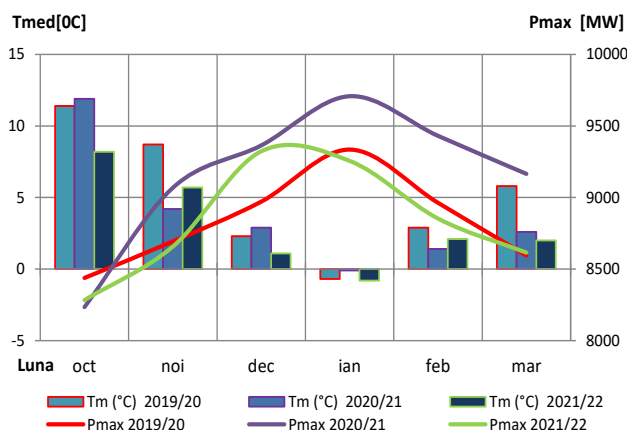
Luna	T _m (°C)	T _m (°C) 2010/11	T _m (°C) 2011/12	T _m (°C) 2012/13	T _m (°C) 2013/14	T _m (°C) 2014/15	T _m (°C) 2015/16	T _m (°C) 2016/17	T _m (°C) 2017/18	T _m (°C) 2018/19	T _m (°C) 2019/20	T _m (°C) 2020/21	T _m (°C) 2021/22
oct	9.7	8	9.2	12.4	11	10.9	10.1	7.9	9.7	11.6	11.4	11.9	8.2
noi	4.2	9.1	1.9	6.6	7.9	5.4	7	3.5	5	4.7	8.7	4.2	5.7
dec	-0.6	-1.2	2.2	-1.7	-0.3	1.4	2.8	-2	1.7	-0.8	2.3	2.9	1.1
ian	-3.1	-2	-1.5	-1.3	0.4	0.1	-2.3	-6.0	0.01	-2.1	-0.7	-0.1	-0.8
feb	1.1	-1.8	-6.3	2.2	1.9	1	4.7	0.5	-0.7	1.5	2.9	1.4	2.1
mar	3.4	4.3	5.1	3.7	8.3	5.6	5.2	6.9	2.4	6.4	5.8	2.6	2

T_m- temperatura medie lunară

T_m- temp. medie lunara multianuală



Cele mai scăzute temperaturi medii sunt cele ale lunilor decembrie și ianuarie, perioadă în care s-au înregistrat și cele mai mari valori ale consumurilor maxime lunare.



Luna	T _m (°C) 2019/20	T _m (°C) 2020/21	T _m (°C) 2021/22	P _{max} 2019/20	P _{max} 2020/21	P _{max} 2021/22
oct	11.4	11.9	8.2	8438	8234	8283
noi	8.7	4.2	5.7	8693	9068	8657
dec	2.3	2.9	1.1	8971	9364	9323
ian	-0.7	-0.1	-0.8	9335	9708	9256
feb	2.9	1.4	2.1	8963	9431	8853
mar	5.8	2.6	2	8595	9165	8615

Curba sarcină – temperatură în iarna 2021 – 2022 (exceptând lunile octombrie și decembrie care au valori comparabile cu cele din iarna anterioară) exprimă o scădere de aproximativ 2% față de sezonul omolog prezent, deși temperaturile au scăzut în comparație cu iernile anterioare.



Tabelul 2.2.1 Consumuri înregistrate în iarna 2021 – 2022 [MW]

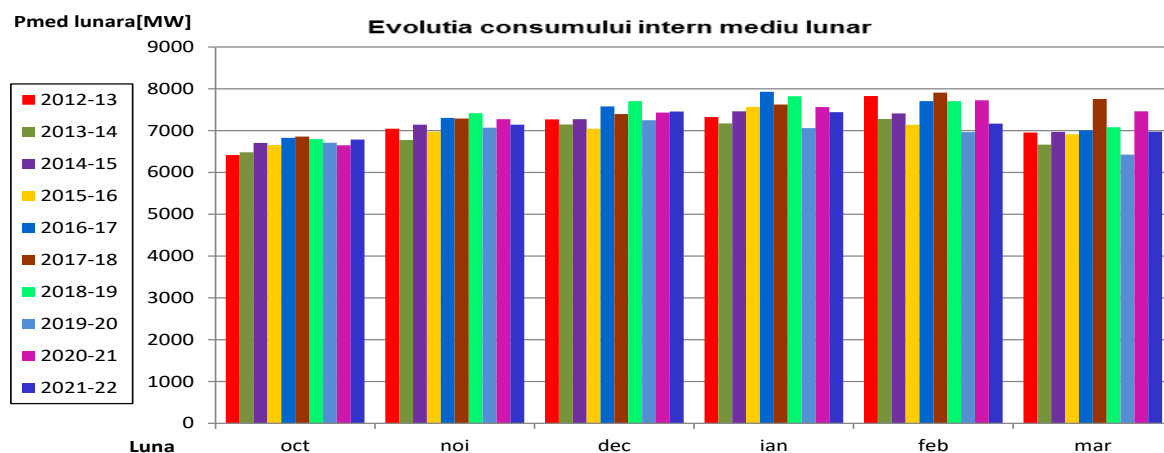
Realiz. 2021-22	Vd-max/ ora		Vd-med/ ora		Vs-max/ ora		Vs-med/ ora		GS-min/ora		GS-med/ ora	
Octombrie	8283	10	7761	10	8193	20	7974	20	5098	4	5277	4
Noiembrie	8520	10	8093	10	8657	18	8265	18	5196	5	5428	4
Decembrie	9323	10	8577	10	9219	17	8654	18	5312	5	5802	3
Ianuarie	9256	10	8665	10	9122	18	8627	18	5007	2	6047	2
Februarie	8853	11	8355	9	8580	18	8264	20	5303	5	5722	4
Martie	8615	10	8077	9	8578	20	8012	20	5019	2	5782	4
Val.medie	8808		8255		8725		8299		5156		5676	

Realiz. 2021-22	Vd-max/ ora		Vd-med/ ora		Vs-max/ ora		Vs-med/ ora		GS-min/ora		GS-med/ ora	
Decembrie	9323	10	8577	10	9219	17	8654	18	5312	5	5802	3
Ianuarie	9256	10	8665	10	9122	18	8627	18	5007	2	6047	2
Februarie	8853	11	8355	9	8580	18	8264	20	5303	5	5722	4
Val.medie	9144		8532		8974		8515		5207		5857	

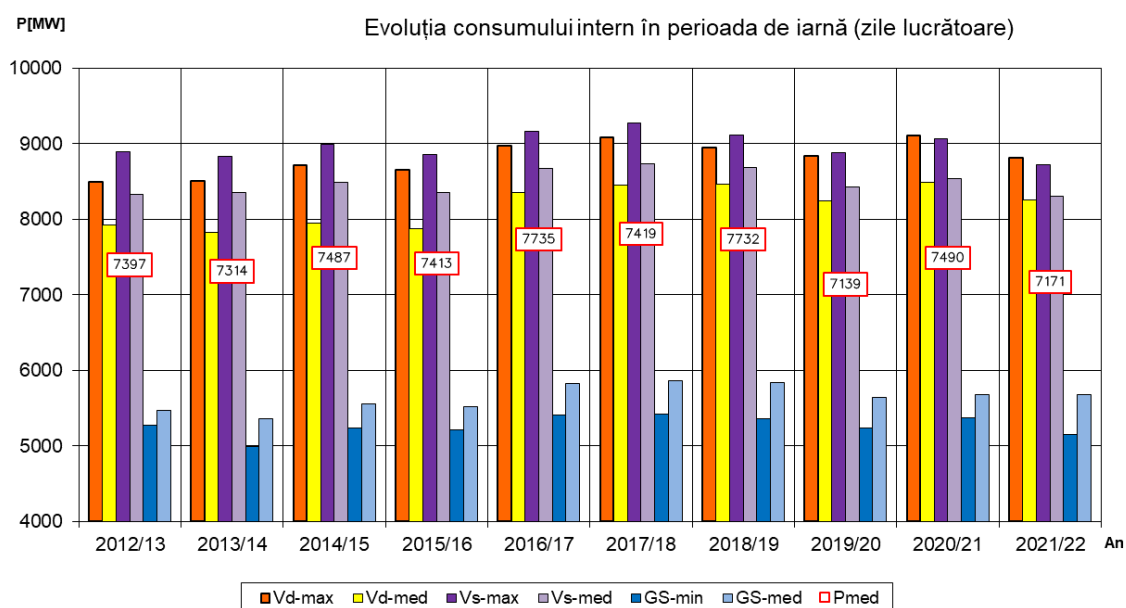
Realiz. 2021-22	Vd-max/ ora		Vd-med/ ora		Vs-max/ ora		Vs-med/ ora		GS-min/ora		GS-med/ ora	
Octombrie	8283	10	7761	10	8193	20	7974	20	5098	4	5277	4
Noiembrie	8520	10	8093	10	8657	18	8265	18	5196	5	5428	4
Martie	8615	10	8077	9	8578	20	8012	20	5019	2	5782	4
Val.medie	8473		7977		8476		8084		5104		5496	

Valoarea maximă a consumului (medie orară) a fost 9323 MW, înregistrată marți 21 decembrie 2021, ora 10.

Evoluția valorilor consumului mediu lunar din cele 6 luni considerate de iarnă din perioada 2012 – 2022 este prezentată în graficul de mai jos.



Din profilul curbelor de sarcină se constată creșterea consumului la vârful de dimineață în raport cu cel de la vârful de seară, pe toată durata pandemiei. În tabelul și graficul următor este reprezentată variația consumului intern brut (medie semestrială) considerat pentru zilele lucrătoare, înregistrat la palierile caracteristice, cât și media semestrială obținută din energia lunară, pentru ultimele zece sezoane.



Evoluția consumului intern în perioada de IARNA

anul	Vd-max	Vd-med	Vs-max	Vs-med	GS-min	GS-med
2012/13	8499	7928	8888	8328	5273	5468
2013/14	8512	7828	8833	8353	4989	5366
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

2.3. Valori de capacități nete de transfer

Capacitățile de schimb NTC garantate pe granițele României se determină la nivel anual și lunar (incluzând subperioade cu rezoluție de până la zi) și se pot recalcula pentru licitațiile zilnice și intra-zilnice în cazul unor abateri semnificative de la premisele de calcul.

În graficele de mai jos sunt reprezentate pentru perioada octombrie 2021 – martie 2022:

- curbele valorilor NTC ferme agreate de import și export (calculate la nivel lunar) pentru perioada respectivă;
- programele de import și export, la golul de noapte (ora 3 CET, ora 4 ora României) și vârf de dimineață (ora 11 CET, ora 12 ora României); se obțin 4 curbe care explicitează utilizarea valorilor NTC la aceste momente reprezentative ale zilei (fig. 2.3.1);
- valorile soldului înregistrat pentru două momente ale zilei: soldul de noapte și de zi (fig. 2.3.2).

În graficele de mai jos se poate observa că rezultatul soldării graficelor de schimb se încadrează în valorile NTC, iar utilizarea benzilor de NTC s-a realizat la un nivel mediu, atât pentru export cât și pentru import. Pe baza soldului de la orele indicate mai sus se constată că România a fost o țară predominant importatoare.

Fig. 2.3.1. Valori NTC ferme agreate și programe de schimb pentru iarna 2021 – 2022

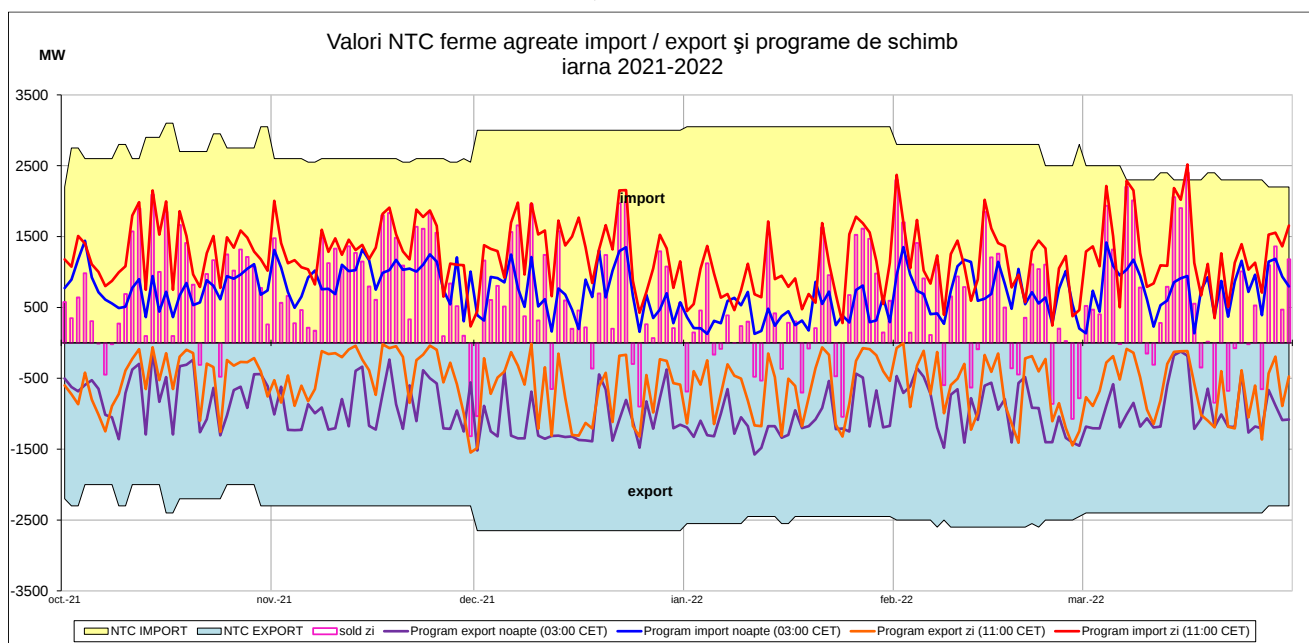
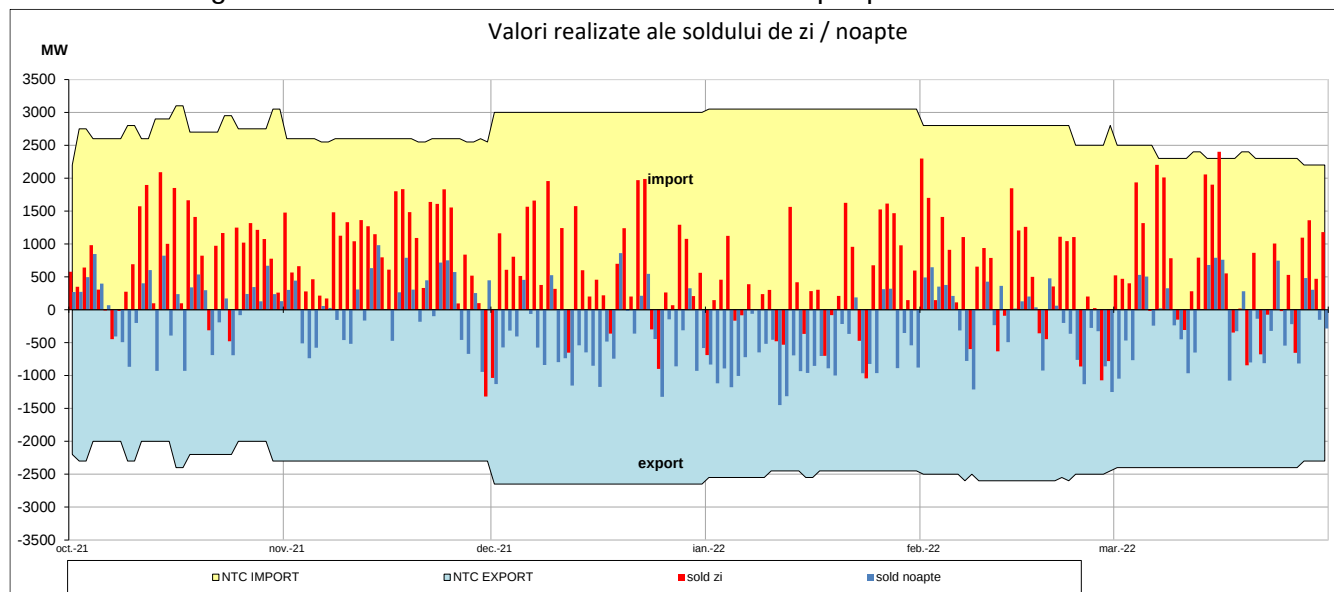


Fig. 2.3.2. Valori realizate ale soldului de zi / noapte pentru iarna 2021 – 2022



2.4. Estimarea evoluției necesarului de energie electrică în iarna 2022 – 2023

Proгноza cererii de energie electrică pe termen mediu pentru România este marcată de un număr crescut de incertitudini în actualul context macroeconomic și geopolitic dificil, puternic perturbat de efectele provocate de declanșarea conflictului din Ucraina în februarie 2022, suprapuse peste criza energetică existentă la nivelul Uniunii Europene încă din 2021 și continuarea pandemiei izbucnite în 2020.

Cele mai recente estimări ale Comisiei Naționale de Strategie și Prognoză iau în calcul o dinamică anuală de creștere economică a țării de 3,5% în 2022 față de anul anterior și respectiv, 3,7% în 2023.

Deși datele statistice preliminare publicate de Institutul Național de Statistică arată o redresare mai rapidă decât se estimase anterior în ceea ce privește Produsul Intern Brut al României, care a înregistrat o creștere de 5,8% în semestrul I 2022 față de semestrul I 2021, oferta redusă de produse energetice (combustibil, gaze naturale, energie electrică) și perturbațiile înregistrate în lanțurile de aprovizionare au condus la majorări substanțiale de preț, cu efect nefavorabil asupra cererii, resimțite în principal în sectoarele industriale energo-intensive.

Astfel, evidențiind tendința tot mai accentuată de decuplare a cererii de energie de dinamica activității economice, în primul semestru al anului 2022 s-a înregistrat o scădere de cca. 5,5% a consumului intern brut de energie electrică, comparativ cu aceeași perioadă din 2021, cea mai pronunțată scădere, de 9,3%, fiind înregistrată în luna aprilie.

Deși pe zona de consum se va menține tendința de scădere până la finele anului 2022, în perioada rece, octombrie 2022 – martie 2023, se estimează că evoluția consumului de energie electrică se va încadra în tendințele multianuale înregistrate în sezonul de iarnă în România, în concordanță cu caracteristicile medii de ordin climatic.

Încadrat în aceste limite, Tabelul 2.4.1 prezintă scenariul de referință corespunzător evoluției lunare a consumului intern brut în perioada de iarnă 2022-2023.

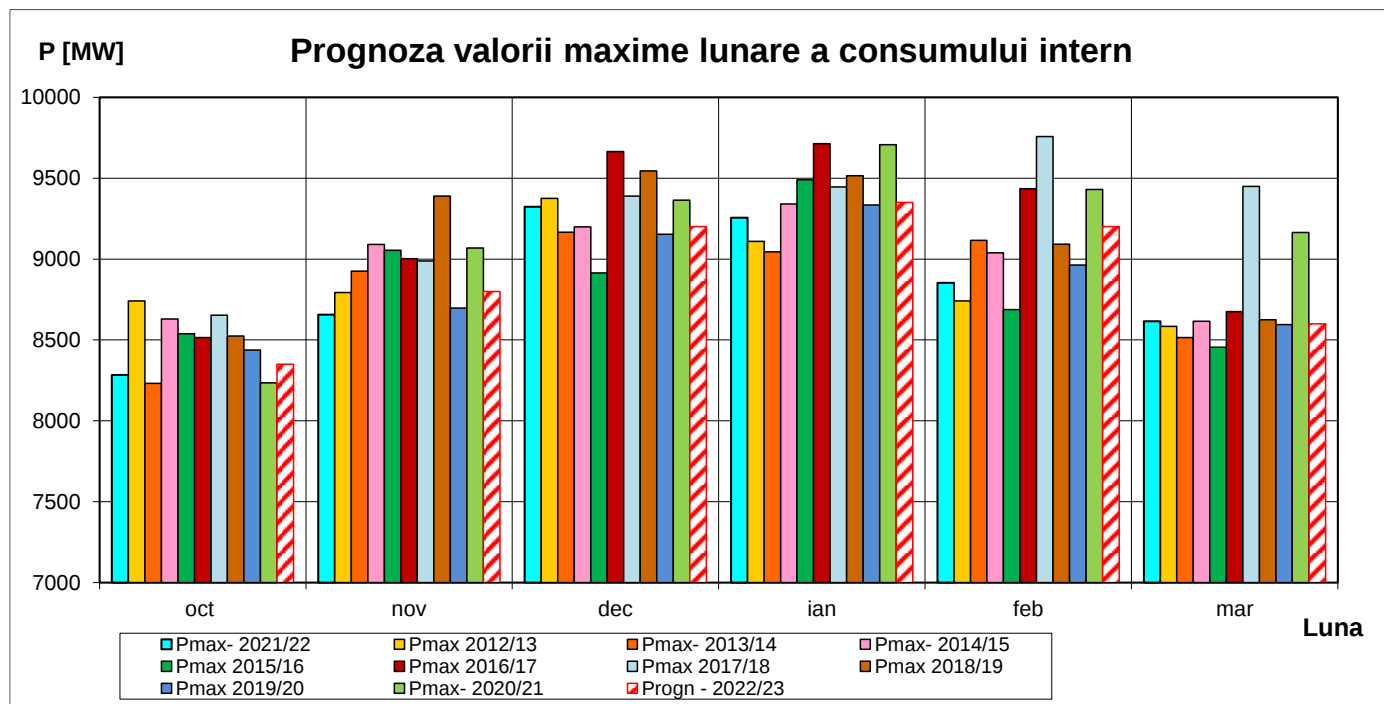
Tabel 2.4.1 Evoluția necesarului de energie electrică în iarna 2022-2023

		2022			2023		
		Octombrie	Noiembrie	Decembrie	Ianuarie	Februarie	Martie
Consum intern brut	GWh	4990	5140	5456	5592	5143	5175

2.5. Consumul intern brut mediu lunar prognozat pentru iarna 2022 – 2023

Pentru stabilirea unui consum brut mediu pentru iarna 2022 – 2023 s-au analizat înregistrările consumului intern brut pentru perioada de iarnă din anii anteriori, cât și valorile prognozate în cadrul Departamentului Prognoze și Analize – DPA (valori ale consumului intern brut). Valorile Pc max lunar prognozate pentru iarna 2022-2023 sunt prezentate în graficul următor.

Luna	Pmax 2012/13	Pmax- 2013/14	Pmax- 2014/15	Pmax 2015/16	Pmax 2016/17	Pmax 2017/18	Pmax 2018/19	Pmax 2019/20	Pmax- 2020/21	Pmax- 2021/22	Progn - 2022/23
oct	8741	8231	8629	8539	8515	8653	8525	8438	8234	8283	8350
nov	8793	8925	9091	9054	9003	8989	9390	8698	9068	8657	8800
dec	9376	9166	9199	8915	9665	9389	9546	9154	9364	9323	9200
ian	9110	9045	9341	9490	9714	9446	9515	9335	9708	9256	9350
feb	8741	9116	9038	8688	9435	9758	9092	8963	9431	8853	9200
mar	8584	8515	8615	8455	8676	9449	8625	8595	9165	8615	8600



Pornind de la valorile consumului intern 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 putere considerând soldul corespunzător perioadei analizate

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	9400	8400	VS T	oct	NU	maxim admisibil	0	1400	1000
B2	5800	5200	GS T	oct	NU	maxim admisibil	0	1400	600
B3	10000	9300	VS I	noi.-mar.	DA	maxim admisibil	0	1400	700
B4	8500	9000	VD I	noi.-mar.	DA	1100	700	1400	-500
B5	7600	9600	VS I max	noi.-mar.	DA	0	0	1400	-2000
B6	7800	9300	VS I	noi.-mar.	DA	0	0	1400	-1500

În consumul prognozate sunt cuprinse și consumurile serviciilor proprii ale centralelor (între 329 MW și 565 MW, în funcție de palierul de sarcină și de structura producției ținând cont de tipul de combustibil) și pierderile de putere activă în RET și RED 110 kV.

2.6. Capacități de producție

Situația capacităților de producție din SEN la data de 01 iunie 2022 și care sunt estimate că vor fi disponibile pentru iarna 2022 – 2023, conform datelor primite de la departamentul RAF, obținute în baza informațiilor transmise de către producătorii de energie electrică, este prezentată în **tabelul 2.6.**

Tabelul 2.6.

	Pi MW	Ci MW	Pnetă MW	Rpp MW	Pd MW
TOTAL SEN	18308	18308	16663	1025	17316
<i>Total cărbune</i>	3092	3092	2673	172	2921
din care C.E.Oltenia	2595	2595	2892	95	2500
din care C.E.Hunedoara	150	150	130	3	147
<i>Total hidrocarburi</i>	2616	2616	1981	482	2146
<i>Total apă</i>	6642	6642	6311	270	6380
<i>Total nucleară</i>	1413	1413	1300	0	1413
<i>Total eoliană</i>	3015	3015	2965	25	2998
<i>Total solară</i>	1393	1393	1308	72	1327
<i>Total biomasă și biogaz</i>	136	136	124	5	131
<i>Total geotermală</i>	0.05	0.00	0.00	0.05	0.00

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

2.7. Balanțe de puteri

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 următoarele aspecte:

- Programul anual de retrageri grupuri pentru anul 2022, atât pentru grupuri termoelectrice cât și pentru grupuri hidroelectrice;
- Informațiile primite de la Operatorii de Distribuție referitoare la consumatori (evoluție consum, puneri în funcțiune a unor stații noi în RED).

Tabelul 2.7.

Balanță	Producție SEN (MW)	Consum SEN (MW)	Palier de consum	Producție RES			Producția în centrale mari (MW)				Sold (MW)
				CEE (MW)	CEF (MW)	CEB (MW)	Termocentrale		CNE	CHE	
							Cărbune	Hidrocarburi			
B1	9400	8400	VS T	2810	0	70	1380	1272	1400	2122	1000
B2	5800	5200	GS T	1900	0	60	1095	360	1400	745	600
B3	10000	9300	VS I	2840	0	70	1452	1658	1400	2300	700
B4	8500	9000	VD I	1100	250	65	1410	1610	1400	2410	-500
B5	7600	9600	VS I max	0	0	60	2010	1820	1400	2030	-2000
B6	7800	9300	VS I	0	0	60	1985	1770	1400	2305	-1500

Balanțele 1 și 2 sunt dedicate analizei comportamentului sistemului în luna octombrie 2022 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 maxima care ar putea fi produsă în centralele electrice 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 tehnologice de sistem (adecvanța sistemului) pentru un consum la vârful de seară de 9400 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 250 MW, în CEE de 1100 MW și sold de import de 500 MW.

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

Anexele 2.7.2 și 2.7.3 conțin structura pe resurse a producției în SEN corespunzătoare balanțelor B1 - B6, în valori absolute și procentuale.

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, în scopul determinării restricțiilor de rețea în schema completă și cu retrageri din exploatare.

2.8. Servicii tehnologice de sistem

confidențial

3. REGIMURI STAȚIONARE DE FUNCȚIONARE A SEN

Acest capitol are ca scop analiza regimurilor staționare de funcționare a SEN în perioada 01.10.2022 – 31.03.2023.

S-a considerat SEN funcționând interconectat cu rețeaua europeană continentală sincronă incluzând sistemul electroenergetic al Ucrainei, Republicii Moldova și Turciei.

Modelul rețelei externe pentru palierul de vârf de sarcină a fost realizat pornind de la un model comun de rețea de tip DACF agregat de RCC Selene, corespunzător zilei 19.01.2022, ora 10:30 CET. Topologia a fost adaptată corespunzător informațiilor din modelul sezonier de iarnă 2022 – 2023. Poziția netă a blocului format din Ucraina și Republica Moldova a fost stabilită pe baza estimărilor având ca bază evoluția din lunile iunie – iulie 2022.

Modelul rețelei externe pentru palierul de gol de sarcină a fost realizat pornind de la un model comun de rețea de tip DACF agregat de RCC Selene, corespunzător zilei 10.10.2021, ora 05:30 CET.

Se menționează că modelele rețelelor externe pentru palierul de vârf și de gol de sarcină au fost prelucrate prin echivalarea rețelelor îndepărtate, cu păstrarea producțiilor importante din aceste țări.

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

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

Au fost analizate regimuri staționare de funcționare pentru:

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

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

- încadrarea tensiunilor și curenților în limitele admisibile în regimuri de durată, cu respectarea criteriului de siguranță (N-1);
- optimizarea ploturilor de funcționare pentru unitățile de transformare, în scopul reducerii pierderilor în SEN;
- determinarea restricțiilor în funcționare, respectiv a condiționărilor de regim;
- 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 2022 (PAR 2022) și informații privind situația din primele 3 luni ale anului 2023. 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 1:

- RTh stația 220 kV **Dumbrava** finalizat (în data de 29.01 s-a pus în funcțiune stația 220 kV Dumbrava și s-au redat în exploatare în funcțiune LEA 220 kV Gutinaș – Dumbrava și LEA 220 kV Dumbrava – Stejaru, după rețehnologizarea stației 220 kV Dumbrava), continuare lucrări în stația 110 kV Dumbrava, etapa a II-a. AT 2 200 MVA 220/110 kV Dumbrava în funcțiune pe celula proprie 110 kV rețehnologizată și CT 110 kV Dumbrava în funcțiune. AT 1 200 MVA 220/110 kV Dumbrava este deracordat pe partea de 220 și pe partea de 110 kV.

- RTh stație 220 kV **Munteni** finalizată:

Este desființată LEA 220 kV Gutinaș – FAI provizorat, pusă în funcțiune în data de 13.07.2020 prin șuntarea LEA 220 kV Gutinaș – Munteni cu LEA 220 kV Munteni – FAI.

LEA 220 kV Gutinaș – Munteni, LEA 220 kV Munteni – FAI, precum și AT 200 MVA Munteni nou sunt în funcțiune din martie 2022. Se va funcționa cu o singură unitate de transformare în stația FAI.

- RTh **Filești**:

Se consideră această RTh în desfășurare, cu LEA 220kV Lacu Sărat - Barboși derivație Filești provizorat în funcțiune, cu AT – 200 MVA, 220/110 kV în funcțiune prin celulă mobilă în 220 kV.

- RTh **Smârdan**:

În vederea trecerii de la soluțiile provizorii de funcționare la cea finală, se desfășoară etapizat lucrări succesive. Ipoteza considerată pentru schema de calcul este: Trafo 3 (fost Trafo 1) – 250 MVA, 400/110 kV retras din exploatare. Trafo 2 nou – 250 MVA, 400/110 kV în funcțiune. LEA 400 kV Smârdan – Isaccea circ. 1 este disponibil, iar LEA 400 kV Smârdan – Isaccea circ. 2 este indisponibilă fiind deracordată de la rigla stației Smârdan. Sunt necesare măsuri de regim (buclare zone 110 kV Smârdan și Lacu Sărat prin 3 LEA 110 kV și conectare cuplă 110 kV Smârdan, ambele Trafo – 250 MVA, 400/110 kV Gura Ialomiței în funcțiune, unul în funcțiune pe bara 1 - 110 kV, celălalt pe bara 2 – 110 kV, cu cupla 110 kV Gura Ialomiței deconectată;

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

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

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

DET 2:

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

- RTh **Medgidia Sud**:

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.

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

- Se funcționează cu:

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

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

- LEA 110 kV Stejaru – Mihai Viteazu deconectată.

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

DET 3:

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

- **Rth Arefu:**

Se va funcționa cu L 220 kV Bradu – Râureni – derivație AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Arefu, provizorat;

- **Stația Slatina:**

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

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

DET 4:

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

De asemenea CT 110 kV Suplac este conectată.

Se menționează că s-a considerat că este remediată problema apărută în data de 09.12.2020, în urma căreia în stația Oradea Sud BC 100 MVar funcționează singura pe o bara 2 – 400 kV, înseriată prin CT 400 kV, restul echipamentelor funcționând la cealaltă bara 1 – 400 kV;

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

Se desființează provizoratele din stațiile 220 kV și 110 kV Hășdat; se va funcționa cu o unitate de transformare în rezervă

- **RTh Reșița:**

LEA 220 kV Reșița – laz circ. 2 este dezlegată în stația Reșița.

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

LEA 220 kV Reșița – laz circ. 1 este în funcțiune, în timp ce LEA 220 kV Reșița – laz circ. 2 este dezlegată în fața stației Reșița.

- **RTh laz:**

AT 2 nou – 200 MVA, 220/110 kV funcționează pe celula proprie 220 kV re tehnologizată la bara 2 – 220 kV și pe partea de 110 kV funcționează pe celula proprie re tehnologizată;

Se preconizează finalizarea lucrărilor de re tehnologizare a stației 220/110 kV laz, în luna septembrie, adică disponibilizarea AT1 – 200 MVA, 220/110 kV. Se va funcționa cu o unitate de transformare în rezervă.

LEA 220 kV Reșița – laz circ.1 este în funcțiune;

- **RTh Baru Mare:**

În Baru Mare continuă re tehnologizarea stației 110 kV. Schema de calcul considerată este cu LEA 110 kV Hațeg pe bara 1+2B – 110 kV Baru Mare în funcțiune, cu LEA 110 kV Pui CFR – Lonea în funcțiune, CT 110 kV Baru Mare deconectată, LEA 110 kV Baru Mare – Retezat – derivație CHE Clopotiva în funcțiune și LEA 110 kV Oțelu Roșu în rezervă. Zona 110 kV Hășdat – Baru Mare se debuclează de zona 110 kV Pestiș – Mintia prin conectarea CL 110 kV Laminoare și deconectarea LEA 110 kV Hășdat – Laminoare, circ.1 și circ.2 și funcționarea cu LEA 110 kV Simeria – Călan în rezervă;

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

DET 5:

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

- RTh **Ungheni**, finalizată:

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

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

- Bara 1A – 110 kV: LEA 110 kV Sibiu Nord circ. 1, LEA 110 kV Ucea circ. 1, LEA 110 kV Cisnădie și T3 – 250 MVA, 400/110 Sibiu Sud;

- Bara 1B – 110 kV: LEA 110 kV Sibiu Nord circ. 2, LEA 110 kV Ucea circ. 2 și T4 – 250 MVA, 400/110 kV Sibiu Sud.

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

- Stația **Iernut**

AT 2 nou - 400 MVA, 400/220 kV în funcțiune în stația Iernut.

Distribuția pe barele de 400 kV este considerată astfel:

Bara 1 – 400 kV: AT 2 nou și LEA 400 kV Iernut – Gădălin;

Bara 2 – 400 kV: AT 1 și LEA 400 kV Iernut – Sibiu Sud.

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

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

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

Modelarea CEE și CEF pentru calculele de regimuri staționare s-a făcut la tensiunea de 110 kV sau 400 kV, unde este considerat punctul comun de conectare. La modelarea acestora s-a considerat banda de variație a puterii reactive corespunzând respectării cerinței privind $\cos \varphi$ în punctul comun de conectare, anume: $-0.95 < \cos \varphi < 0.95$ la CEE și $-0.9 < \cos \varphi < 0.9$ la CEF care debitează în RED 110 kV. CEF care debitează în rețeaua de MT sunt considerate fără schimb de reactiv cu rețeaua electrică.

3.2. Variante de regimuri analizate

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

Tabelul 3.1.

Regim	Tip palier	Palier consum [MW]	Prod. în CEE [MW]	Prod. în CEF [MW]	Prod. în CECC Petrom Brazi [MW]	Prod. în CNE [MW]	Sold export [MW]
R1	VS T	8400	**) 2906 ➡ 2810	0	<i>confidențial</i>	1400	1000
R2	Gs T	5200	1910	0		1400	600
R3*)	VS I	9300	**) 2906 ➡ 2840	0		1400	700
R4	VD I (IGM sezonier)	9000	1100	250		1400	-500
R5	VS I max (CEE=0)	9600	0	0		1400	-2000
R6	VS I (CEE=0)	9300	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 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 la medie tensiune. Suplimentar, s-au modelat la medie tensiune și generatoarele din CHE Gogosu, Porțile de Fier II, Remeți, Munteni, având puteri instalate mai mici de 50 MW. Celelalte centrale cu o putere instalată mai mică de 50 MW, inclusiv CEE și CEF, au fost modelate la bară 110 kV sau 400 kV pentru calculele de regim permanent.

3.3.1. Prezentarea CEE modelate

S-au modelat în regimuri CEE dispecerizabile cu o putere instalată mai mare sau egală cu 5 MW aflate în exploatare la dată de 01.06.2022. S-a considerat banda de variație a puterii reactive corespunzând respectării cerinței privind $\cos \varphi$ în punctul comun de conectare, anume: $-0.95 < \cos \varphi < 0.95$ pentru CEE. CEE 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 sunt influente asupra încărcării peste limita admisibilă a unui anumit element. Zonele în care se află CEE, așa cum sunt definite în cadrul studiului, 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 stației 400/110 kV Tariverde;**
- **zona Dobrogea este compusă din Dobrogea 110 kV și zona Tariverde;**
- **zona stațiilor 400/110 kV Stupina și Rahman;**
- **zona Bălăgești – Gura Ialomiței;**

- zona 110 kV Lacu Sărat, Smârdan;
- zona secțiunii S6:
 - zona Dobrogea;
 - zona 110 kV Lacu Sărat – Smârdan;
 - zona Stupina – Rahman ;
 - zona Băltăgești – Gura Ialomiței;
- zona Moldova (inclusiv zona Buzău);
- zona Banat.

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

Tabelul 3.2.

DET și zone	Pd neta [MW]
DET 1	299
DET 2	2539
DET 4	68
zona 110kV Constanța – Medgidia	601
<i>din care Harșova – Medgidia Sud – Constanța Nord</i>	<i>311</i>
zona Tulcea	487
zona 110kV Lacu Sarat, Smârdan	146
zona stațiilor 400/110 kV Stupina și Rahman	590
zona stației 400/110 kV Tariverde	585
zona Băltăgești – Gura Ialomiței	250
zona Moldova	180
zona Banat	68
Total SEN	2906

Se menționează că nu au fost modelate CEE nedispecerizabile, cuantumul producției nete disponibile a acestora, la nivelul 01.06.2022 fiind cca. 70 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 01.06.2022. S-a considerat bandă de variație a puterii reactive corespunzând respectării cerinței privind $\cos \varphi$ în punctul comun de conectare, anume: - $0.9 < \cos \varphi < 0.9$ pentru CEF care debitează la 110 kV și schimb de reactiv 0 cu rețeaua pentru cele care debitează în rețeaua electrică de medie tensiune.

S-au considerat CEF în funcțiune în regimul corespunzător palierelor de vârf de dimineață R4, cu producție de 250 MW.

Tabelul 3.3.

DET	Pd. netă [MW]
1	33
2	369
3	163
4	47
5	208
Total SEN	820

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 700 MW, bandă primară de variație a puterii reactive pentru generatoarele modelate la borne, producție CEE de la cca. 2906 MW la cca. 2840 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 descrescătoare în tabelul următor.

	Denumire linie / sens circulație P			Circulație
	din		către	P[MW]
LEA 220 kV	Urechești	-	Târgu Jiu	301
LEA 220 kV	Târgu Jiu	-	Paroșeni	299
LEA 220 kV	Porțile de Fier	-	Reșița circ.1	259
LEA 220 kV	Porțile de Fier	-	Reșița circ.2	259
LEA 220 kV	Paroșeni	-	Baru Mare	234
LEA 220 kV	Baru Mare	-	Hășdat	210
LEA 220 kV	Pestiș	-	Hășdat	195
LEA 220 kV	Reșița	-	Timișoara circ.1	182
LEA 220 kV	Reșița	-	Timișoara circ.2	182
LEA 220 kV	Filești	-	Barboși (parte a LEA 220 kV Lacu Sărat – Barboși derivație Filești provizorat)	178
LEA 220 kV	Mintia	-	Alba Iulia	175
LEA 220 kV	București Sud	-	Fundeni circ.2	172
LEA 220 kV	București Sud	-	Fundeni circ.1	172
LEA 220 kV	Lacu Sărat	-	Filești (parte a LEA 220 kV Lacu Sărat – Barboși derivație Filești provizorat)	169
LEA 220 kV	Stejaru	-	Gheorgheni	163
LEA 220 kV	Hășdat	-	Mintia	161
LEA 220 kV	Dumbrava	-	Stejaru	156
LEA 220 kV	Gutinaș	-	Dumbrava	138
LEA 220 kV	Iernut	-	Câmpia Turzii	110
LEA 220 kV	Brazi Vest	-	Teleajen	103
LEA 220 kV	Timișoara	-	Săcălaz	99
LEA 220 kV	Barboși	-	Focșani Vest	98

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

	Denumire linie / sens circulație P			Circulație
	Din		către	P[MW]
LEA 400 kV	Tulcea Vest	-	Isaccea	872
LEA 400 kV	Smârdan	-	Gutinaș	694
LEA 400 kV	Cernavodă	-	Pelicanu	618
LEA 400 kV	Gura Ialomiței	-	București Sud	565
LEA 400 kV	Sibiu Sud	-	Iernut	553
LEA 400 kV	Țânțăreni	-	Sibiu Sud	509
LEA 400 kV	Cernavodă	-	Gura Ialomiței circ.2	479
LEA 400 kV	Pelicanu	-	București Sud	475
LEA 400 kV	Isaccea	-	Smârdan circ.1	472
LEA 400 kV	Tariverde	-	Tulcea Vest	471
LEA 400 kV	Iernut	-	Gădălin	467
LEA 400 kV	Cernavodă	-	Gura Ialomiței circ.1	461
LEA 400 kV	Isaccea	-	Vulcănești	452
LEA 400 kV	Brașov	-	Sibiu Sud	444
LEA 400 kV	Brazi	-	Dârste	443
LEA 400 kV	București Sud	-	Domnești	383
LEA 400 kV	Kozlodui	-	Țânțăreni circ.1	370
LEA 400 kV	Mintia	-	Arad	330
LEA 400 kV	Dârste	-	Brașov	324
LEA 400 kV	Lacu Sărat	-	Smârdan	322
LEA 400 kV	Gura Ialomiței	-	Lacu Sărat	319
LEA 400 kV	Sibiu Sud	-	Mintia	309
LEA 400 kV	Iernut	-	Gădălin	306
LEA 400 kV	Țânțăreni	-	Brad	273
LEA 400 kV	Porțile de Fier	-	Djerdap	271
LEA 400 kV	Gutinaș	-	Bacău Sud	233
LEA 400 kV	Bacău Sud	-	Roman Nord	221
LEA 400 kV	Isaccea	-	Lacu Sărat	219
LEA 400 kV	Gutinaș	-	Brașov	216
LEA 400 kV	Constanța Nord	-	Cernavodă	182
LEA 400 kV	Stupina	-	Varna	168
LEA 400 kV	Rahman	-	Isaccea	161
LEA 400 kV	Gădălin	-	Cluj Est	157
LEA 400 kV	Mukacevo	-	Roșiori	154
LEA 400 kV	Arad	-	Nădab	153
LEA 400 kV	Gădălin	-	Roșiori	148
LEA 400 kV	Brad	-	Brașov	146
LEA 400 kV	Rahman	-	Dobrudja	144
LEA 400 kV	Nădab	-	Bekescsaba	128
LEA 400 kV	Roman Nord	-	Suceava	127
LEA 400 kV	Medgidia Sud	-	Cernavodă	124
LEA 400 kV	Stupina	-	Isaccea	116

LEA 400 kV	Tariverde	-	Constanța Nord	113
LEA 400 kV	Țânțăreni	-	Slatina	111
LEA 400 kV	Roșiori	-	Oradea Sud	108
LEA 400 kV	Domnești	-	Brazi Vest	103

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

În cazul primelor 13 linii de 400 kV se depășește puterea naturală (de cca. 450 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 **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**

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

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

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

În ceea ce privește compensarea puterii reactive, utilizând grupurile din CEE, se menționează că banda de putere reactivă a tuturor centralelor eoliene a fost considerată cea aferentă domeniului $-0.95 < \cos\varphi < 0.95$ în punctul comun de conectare la rețea, domeniu în care CEE trebuie să se încadreze, aceasta fiind cerința impusă prin normele tehnice în vigoare. Ipoteza privind $\cos\varphi$ pentru CEF este: $-0.9 < \cos\varphi < 0.9$ la CEF care debitează în rețeaua de 110 kV. CEF care debitează în rețeaua de MT sunt considerate fără schimb de reactiv cu rețeaua electrică.

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

Reglarea nivelului de tensiune ridică probleme la regimul de gol **R2** și la cele de vârf cu producție 0 MW în CEE (**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 2021-2022. Palierul de consum este 5200 MW, în condițiile unui sold de export de 600 MW. Producția în CEF este de 0 MW, iar producția CEE este de 1900 MW.

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, cu excepția unei BC 400 kV Cernavodă;
- reglarea tensiunilor la bornele generatoarelor;
- modificarea ploturilor de funcționare ale unităților de transformare de sistem;
- nu a fost necesară pornirea de grupuri în CHE Lotru și Vidraru în regim de compensator; se menționează că CHE Lotru este considerat *confidențial*, iar în CHE Vidraru *confidențial* în balanța aferentă R2.

Regimul de varf R5

Regimul R5 este un regim de vârf maxim de seară de iarnă. Palierul de consum este 9600 MW, în condițiile unui sold de import de 2000 MW. Producția în CEF și în CEE este de 0 MW. Regimul R5 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 și a 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 măsuri de conectare a unor bobine de compensare în plus față de setul din regimul de bază R3. De asemenea, pentru menținerea tensiunilor în limitele admisibile a fost necesară comutarea ploturilor transformatoarelor și autotransformatoarelor din SEN față de regimul R3.

Regimul de varf R6

Regimul R6 este un regim de vârf de seară corespunzător lunilor decembrie 2022-februarie 2023. Palierul de consum este de 9300 MW, în condițiile unui sold de import de 1500 MW. Producția în CEE și CEF este de 0 MW.

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

Stabilirea benzilor de tensiune din nodurile de control ale RET

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

- Pentru stațiile care nu sunt în interiorul secțiunilor caracteristice S3, S4, S5, s-au stabilit pentru regimul de funcționare de vârf (R4) în urma unor analize de verificare a criteriului de siguranță (N – 1), cu scăderea iterativă a tensiunilor impuse la bornele generatoarelor, astfel încât regimurile obținute să nu aibă tensiuni mai mici decât 380 kV, 198 kV și 99 kV în RET și RED.
- 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 2022-2023, 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 iarnă 2022-2023;

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 UTT-uri având în vedere alternanța sezonieră (semestrială/lunară). Astfel, unitățile de transformare din stațiile cu mai multe unități de transformare, considerate în schema de calcul a fi **menținute în rezervă** sunt:

DET 1:

AT4 – 200 MVA, 220/110 kV Gutinaș, AT3 – 400 MVA, 400/220 kV Lacu Sărat, AT2 – 200 MVA, 220/110 kV FAI, AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Dumbrava retras din exploatare, Trafo 3 – 250 MVA, 400/110 kV Smârdan retras din exploatare;

DET 2:

AT2,3 – 200 MVA, 220/110 kV Turnu Măgurele, AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Ghizdaru;

DET 3:

AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Ișalnița, AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Craiova Nord, AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Arefu retras din exploatare pe perioada RTh, AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Grădiște, AT 200 MVA, 220/110 kV Târgu Jiu Nord, AT1 – 400 MVA, 400/220 kV Slatina, AT3 – 200 MVA, 220/110 kV;

DET 4:

AT1 – 200 MVA 220/110 kV Hășdat, AT2 – 200 MVA 220/110 kV Iaz, AT1 – 200 MVA 220/110 kV Pestiș, AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Mintia, AT3 – 400 MVA, 400/220 kV Mintia;

DET 5:

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

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

Tabelul 3.7.

Menținere în rezervă	DET	Măsura de regim privitoare la alte unități de transformare în funcțiune
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
AT3 – 400 MVA, 400/220 kV Lacu Sărat	1	AT4 – 400 MVA, 400/220 kV Lacu Sărat 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, AT3 – 200 MVA, 220/110 kV Turnu Măgurele	2	AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Turnu Măgurele, AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Ghizdaru în funcțiune
AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Ghizdaru	2	AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Ghizdaru în funcțiune
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 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 AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Ișalnița în funcțiune

Menținere în rezervă	DET	Măsura de regim privitoare la alte unități de transformare în funcțiune
AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Arefu (celule dezafectate pentru RTh)	3	AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Arefu, AT1,2 – 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 AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Mintia în funcțiune
AT1 – 200 MVA 220/110 kV Hășdat	4	AT2 – 200 MVA 220/110 kV Hășdat
AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Mintia	4	AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Mintia și AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Pestiș în funcțiune
AT3 – 400 MVA, 400/220 kV Mintia	4	AT4 – 400 MVA, 400/220 kV Mintia 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
AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Gheorgheni	5	AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Gheorgheni în funcțiune
AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Ungheni	5	AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Ungheni

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

- AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Dumbrava este retras din exploatare pentru RTh Dumbrava;
- 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 retras din exploatare;
- AT1, AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Bradu și AT3, AT4 – 400 MVA, 400/220 kV Bradu în funcțiune;
- AT1 și AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Turnu Severin Est sunt în funcțiune;
- AT1 și AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Craiova Nord sunt disponibile;
- Trafo 1, Trafo 2 – 250 MVA, 400/110 kV Oradea Sud în funcțiune;
- AT – 200 MVA 220/110 kV Târgu Jiu Nord este considerat în rezervă;
- Trafo 3 și Trafo 4 - 250 MVA, 400/110 kV Sibiu Sud în funcțiune;
- AT1 și AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Ungheni sunt disponibile.

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;

- 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 CLEA 220 kV Fundeni sunt conectate.

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

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

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

- 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 Tulcea va funcționa debuclet de zona Constanța – Medgidia, indiferent de producția CEE.

Debuclarea este realizată astfel:

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

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

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

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

În toate regimurile se conectează LEA 110 kV Argeș Sud – Jiblea, 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-urile din zonă.

În toate regimurile, schema în stația Tariverde este următoarea:

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

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 Cogeașlac vor debita puterea totală astfel: producția să fie de 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, această se limitează la confidențial.

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

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

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

1. LEA 110 kV Făgăraș deconectată în stația Hoghiz;
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 de 8400 MW, în condițiile unui sold de export de 1000 MW. Producția CEF este de 0 MW, iar producția CEE este de 2906 MW.

Producția CEE se determină pornind de la valoarea maximă $P_{disp.net}=2905$ MW, astfel încât să fie respectat criteriul de siguranță ($N - 1$).

D2 Regimul R1 este caracterizat prin depășiri ale nivelului de tensiune în zonele de rețea din zona București, Moldova, Craiova în regimul cu N elemente în funcțiune. Pentru menținerea tensiunilor în limitele admisibile au fost necesare măsuri de comutare a ploturilor unităților de transformare și de conectare a unor bobine de compensare. Setul de bobine în funcțiune la R1 este prezentat în anexa 3.9.

D3 În regimul R1 s-a determinat puterea maximă ce se poate evacua din CEE din SEN, în condițiile menționate anterior, față de puterea disponibilă netă a CEE din SEN de **2905** MW.

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

- LEA 110 kV Medgidia Sud – Medgidia 1;
- LEA 110 kV Medgidia Nord – Medgidia 1;
- LEA 110 kV Mircea Vodă – Medgidia Sud;
- LEA 110 kV Babadag – Tulcea Vest.

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 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 cca. 573 A la cca. 524 A;

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 Mircea Vodă – Medgidia Sud, care încarcă LEA 110 kV Medgidia Nord – Mircea Vodă Nord și LEA 110 kV Medgidia Nord – Medgidia 1.

Limitarea producției CEE din zona confidențial este de confidențial

Circulația pe LEA 400 kV Gutinaș – Smârdan în regimul fără declanșări, după aplicarea măsurilor de dispecerizare preventivă menționate anterior, este de cca. 674 MW / 969 A), iar pe LEA 400 kV Isaccea – Vulcănești este de cca. 472 MW / 668 A.

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

- AT3 (AT4) 400 MVA, 400/220 kV București Sud la declanșarea AT4 (AT3) 400 MVA, 400/220 kV București Sud;
- T1 250 MVA Domnești la declanșarea T2 250 MVA Domnești;
- T2 250 MVA Domnești la declanșarea T1 250 MVA Domnești;
- LEA 220 kV Barboși – Filești la declanșarea LEA 400 kV Gutinaș – Smârdan;
- LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița circ. 1(2) la declanșarea LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița circ. 2(1);
- LEA 220 kV Urechești – Târgu Jiu Nord și LEA 220 kV Paroșeni – Târgu Jiu Nord la declanșarea LEA 400 kV Sibiu Sud – Țânțăreni;

Pentru respectarea criteriului de siguranță (N – 1) se aplică următoarele măsuri:

- se conectează LEA 110 kV Pogoanele – Jugureanu, LEA 110 kV Valea Călugărească – Urziceni, CT 110 kV Liești;
- se conectează și LEA 110 kV Râmnicu Sărat – Costieni;
- se conectează CT 110 kV Turnu Măgurele;
- se trece consumul stației 110 kV Domnești pe bara 2.
- se recomandă: să se treacă consumul stației 110 kV Mașini Grele de pe bara B pe barele A și C și consumul stațiilor Mihai Bravu și Solex pe zona Fundeni;
- se stabilesc ploturi de funcționare adecvate pentru AT3 – 400 MVA, 400/220 kV Arad (plot maxim, adică 24) și pentru AT – 400 MVA, 400/220 kV Urechești (plot 13).
- se conectează CT 110 kV Topleț și a LEA 110 kV Turnu Severin – Topleț;

Setul complet de măsuri conduce la respectarea criteriului de siguranță (N – 1) pentru o temperatură a mediului ambiant de 17°C.

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

Zone	Dobrogea 110 kV			Lacu Sărat, Smârdan 110 kV	Tariverde	Stupina, Rahman	Băltăgești G.Ialomitei (include CEE Pantelimon)	Moldova (include CEE Corni și Cudalbi) Banat	SEN
	1031								
	CEE Peștera, Chirnogeni, Cobadin, Pecineaga 2, Mihai Viteazu (1 și 2)	Hârșova – Medgidia Sud – Constanța Nord	Tulcea						
MW									
P _{max.CEE}	confidențial								cca. 2810

D4 În regimul R1 după aplicarea măsurilor de mai sus la apariția contingențelor din tabelul de mai jos 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	112% S _n	- se conectează LEA 110 kV Arcuda – Titu; - se conectează LEA 110 kV Chitila – Potlogi; - se conectează LEA 110 kV Afumați – Căciulați; - se deconectează LEA 110 kV Afumați – Fundeni; - se conectează CT1 110 kV Jilava;

			- se deconectează LEA 110 kV Jilava – Progresu d.c.; - se conectează LEA 110 kV Cotroceni – Panduri; - se deconectează LEA 110 kV București Centru – București Sud; - se aduce în rezervă CT 400 kV București Sud. Efectul acestor măsuri topologice scad încărcarea la cca. 103.9% S_n ; - se limitează <i>confidențial</i>
T1 400/110 kV Domnești	T2 400/110 kV Domnești	113% S_n	- se conectează CLT 110kV între bara 1 și bara 2A 110 kV Domnești.
T2 400/110 kV Domnești	T1 400/110 kV Domnești	112% S_n	-se conectează CT 110kV între bara 1 și bara 2B 110 kV Domnești.

D5 În regimul R1 deficitul zonelor din București sunt:

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

D6 În regimul R1 excedentele / deficitul zonelor din Dobrogea, Moldova și Ardeal sunt:

Zona	Hârșova – Medgidia Sud – Constanța Nord	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 2021-2022. Palierul de consum este 5200 MW, în condițiile unui sold de export de 600 MW.

Producția în CEF este de 0 MW, iar producția CEE este de 1900 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, cu excepția unei BC 400 kV Cernavodă;
- reglarea tensiunilor la bornele generatoarelor;
- modificarea ploturilor de funcționare ale unităților de transformare de sistem;
- *confidențial*.

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

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 vârf de seară pentru zi lucrătoare, corespunzător perioadei decembrie 2022 - februarie 2023. Palierul de consum este 9300 MW, în condițiile unui sold de export de 700 MW. Producția CEF este 0 MW. Producția CEE se determina pornind de la valoarea maximă $P_{disp.net}=2906$ 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, în condițiile menționate anterior, față de puterea disponibilă netă a CEE din SEN de **2906** MW (a se vedea tabelele 3.2. și 3.3., care reprezintă CEE dispecerizabile modelate).

În zona Dobrogea liniile de buclă racordate în stațiile 110 kV Medgidia Sud și Tulcea Vest sau în zona acestora au fost considerate în starea actuală, adică având secțiunea de 185 mm², cu excepția liniilor reconducturate 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.

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 G.Ialomitei (include CEE Pantelimon)	Moldova Banat	SEN
	1087								
	CEE Peștera, Chirnogeni, Cobadin, Pecineaga 2, Mihai Viteazu (1 si 2)	Hârșova – Medgidia Sud – Constanța Nord	Tulcea						
P _{inst.CEE} (disp.net)	289	311	487	146	585	590	250	248	2906

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, limitare de 10 MW) pentru reducerea curentului pe LEA 110 kV Gura Ialomiței – Băltăgești, de la cca. 578 A la cca. 532 A;

După considerarea acestei limitări, verificarea criteriului de siguranță ($N - 1$) în RED pe schema cu N elemente în funcțiune impune limitare suplimentară preventivă confidențial.

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

Pe LEA 110 kV Medgidia Nord – Mircea Vodă Nord, limita este de cca. 530 A, în condițiile unei temperaturi a mediului ambiant de cca. 20°C, iar pe LEA 110 kV Medgidia Nord – Medgidia 1 limita este dată de conductorul cu capacitate de transport mărită, astfel încât elementul critic este LEA 110 kV Medgidia Nord – Mircea Vodă Nord.

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

Circulația pe LEA 400 kV Gutinaș – Smârdan în regimul fără declanșări, după aplicarea măsurilor de dispecerizare preventivă menționate anterior, este de cca. 727 MW / 1025 A), iar pe LEA 400 kV Isaccea – Vulcănești este de cca. 458 MW / 647 A.

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

- LEA 220 kV Barboși – Filești la declanșarea LEA 400 kV Gutinaș – Smârdan;
- AT3 (AT4) 400 MVA, 400/220 kV București Sud la declanșarea AT4 (AT3) 400 MVA, 400/220 kV București Sud;
- AT3 și AT4 400 MVA, 400/220 kV București Sud la declanșarea LEA 400 kV Domnești – București Sud;
- AT1 (AT2) 400 MVA, 220/110 kV Fundeni la declanșarea AT1 (AT2) 400 MVA, 220/110 kV Fundeni;
- AT3 400 MVA, 400/220 kV Brazi Vest la declanșarea LEA 400 kV Brazi Vest – Dârste;
- LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița, circ.1/2 la declanșarea LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița, circ.2/1;
- Se menționează și încărcarea LEA 220 kV Urechești – Târgu Jiu Nord și LEA 220 kV Târgu Jiu Nord – Paroșeni, dar în limite admisibile conform temperaturii mediului ambiant luată în considerare, la mai multe declanșări, cea mai mare fiind declanșarea LEA 400 kV Sibiu Sud - Țânțăreni;
- Se menționează și încărcarea LEA 220 kV Pestiș – Hășdat la declanșarea LEA 220 kV Hașdat – Mintia, dar aceasta este în limite admisibile conform temperaturii mediului ambiant luată în considerare.

Pentru respectarea criteriului de siguranță (N – 1) se aplică următoarele măsuri:

- conectarea LEA 110 kV Pogoanele – Jugureanu;
- conectarea LEA 110 kV Valea Călugărescă – Urziceni;
- conectarea CT 110 kV Liești. LEA 110 kV Liești – Măxineni este conectată datorită funcționării cu o singură unitate de transformare în stația Smârdan.

Măsurile prezentate anterior conduc la un regim admisibil pentru o temperatură de cca. 18°C, LEA 110 kV Tecuci – Mărășești fiind încărcată la cca. 540 A după declanșarea LEA 400 kV Gutinaș – Smârdan. Pentru restul declanșărilor se adoptă măsuri postavarie.

Doar dacă temperatura mediului ambiant depășește cc. 18°C și se dorește reducerea încărcării LEA 110 kV Tecuci – Mărășești sub 530 A după declanșarea LEA 400 kV Gutinaș – Smârdan, se poate deconecta LEA 110 kV Tecuci – Cudalbi.

Pentru descărcarea LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița, circ.1/2 la declanșarea LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița, circ.2/1 se stabilesc ploturi de funcționare adecvate pentru AT3 – 400 MVA, 400/220 kV Arad (plot maxim, adică 24) și pentru AT – 400 MVA, 400/220 kV Urechești (plot 13). Pentru acesta din urmă se urmărește ca poziția plotului să nu cauzeze o circulație pe axa 220 kV Urechești – Târgu Jiu – Paroșeni peste limita admisibilă corespunzătoare temperaturii de 20°C, anume 890 A, la diverse declanșări. În plus, deoarece în schema de lungă durată nu sunt recomandate buclări în schema de 110 kV, se trece pe automată de putere 1 grup astfel încât producția maximă în CHE Porțile de Fier I să nu depășească *confidențial*.

Setul complet de măsuri conduce la respectarea criteriului de siguranță (N – 1) în zona secțiunii S6, pentru o temperatură a mediului ambiant de cca 18°C.

Reducerea producției de la cca. 2906 MW la cca. 2840 MW este identificată că fiind cea mai mică posibilă în condițiile schemei de calcul și în ipoteza de palier de consum (9300 MW) și sold (export 700 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 fiecarui sezon analizat, este prezentată în tabelul următor:

	Iarna 2020-2021	Vara 2021	Iarna 2021-2022	Vara 2022	Iarna 2022-2023
P _{max adm CEE} [MW]	2845	2770	2825	2783	2840
Sold export [MW]	800	1000	600	1000	700
P _c [MW]	9200	8000	9400	8400	9300

Se menționează că nu s-au desfășurat reconductorări noi față de precedentul studiu semestrial. Recondutorarea LEA 110 kV Medgidia Nord – Mircea Vodă Nord ar ridica nivelul până la care se limitează producția CEE din zona 110 kV Hârșova – Medgidia Sud – Constanța Nord. Această linie este cea care impune limitarea producției CEE din zona 110 kV Hârșova – Medgidia Sud – Constanța Nord, încărcându-se peste limita termică la declanșarea LEA 110 kV Mircea Vodă – Medgidia Sud.

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

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

Zone	Dobrogea 110 kV			Lacu Sărat, Smârdan 110 kV	Tariverde	Stupina, Rahman	Bălțăgești G.lalomiței (include CEE Pantelimon)	Moldova (include CEE Corni și Cudalbi) Banat	SEN
	1031								
	CEE Peștera, Chirnogeni, Cobadin, Pecineaga 2, Mihai Viteazu (1 si 2)	Hârșova – Medgidia Sud – Constanța Nord	Tulcea						
MW									
P _{max.CEE}	289	255	487	146	585	590	240	248	cca. 2840

Zone	Dobrogea 110 kV			Lacu Sărat, Smârdan 110 kV	Tariverde	Stupina, Rahman	Bălțăgești G.lalomiței (include CEE Pantelimon)	Moldova (include CEE Corni și Cudalbi) Banat	SEN
	confidențial								
	CEE Peștera, Chirnogeni, Cobadin, Pecineaga 2, Mihai Viteazu (1 și 2)	Hârșova – Medgidia Sud – Constanța Nord	Tulcea						
%									
P _{max.CEE}	confidențial								97.7

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

D3 În regimul R3 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	116,4% S _n	- se verifică că sunt conectate LEA 110 kV Pogoanele – Jugureanu, LEA 110 kV Valea Călugărească – Urziceni, CT 110 kV Liești și LEA 110 kV Liești – Măxineni; - se conectează și LEA 110 kV Râmnicu Sărat – Costieni; - se conectează CT 110 kV Turnu Măgurele; După aplicarea acestor măsuri topologice, încărcarea scade la cca. 112,8% S _n . - se limitează producția CEE din <i>confidențial</i>
AT2 (AT1) 400 MVA, 220/110 kV Fundeni	AT1 (AT2) 400 MVA, 220/110 kV Fundeni	106,4% S _n	Se reduce deficitul zonei Fundeni, prin preluare de consum pe zonele adiacente (Vest și Sud)

D4 În regimul R3 deficitele zonelor din București sunt:

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

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

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

Regim R4

D1 Regimul R4 este un regim de vârf dimineață de iarnă. Palierul de consum este 9000 MW, în condițiile unui sold de import de 500 MW. Producția în CEF este de 250 MW, iar în CEE este de 1100 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: conectarea suplimentară față de regimul de baza R3 a bobinei de compensare din stația Suceava 400 kV. 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 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.

În regimul R4 sunt necesare măsuri postavarie.

Declanșare	Depășire	Valoare depășire	Măsuri postavarie
AT3 (AT4) – 400 MVA, 400/220 kV București Sud	AT4 (AT3) – 400 MVA, 400/220 kV București Sud	103.4% S_n	- se verifică că este conectată/se conectează LEA 110 kV Pogoanele – Jugureanu;
AT1 (AT2) 400 MVA, 220/110 kV Fundeni	AT1 (AT2) 400 MVA, 220/110 kV Fundeni	106.6% S_n	- se reduce deficitul zonei Fundeni, prin mutare de consum pe zonele adiacente (Vest și Sud).

D4 În regimul R4 deficitale zonelor din București sunt:

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

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

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

Regim R5

D1 Regimul R5 este un regim de vârf maxim de seară de iarnă. Palierul de consum este 9600 MW, în condițiile unui sold de import de 2000 MW. Producția în CEF și în CEE este de 0 MW.

D2 Regimul R5 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 măsuri de conectare a unor bobine de compensare în plus față de setul din regimul de bază R3. Setul de bobine în funcțiune pentru regimul R5 este prezentat în anexa 3.9. 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.

În regimul R5 sunt necesare măsuri postavarie.

Declanșare	Depășire	Valoare depășire	Măsuri postavarie
AT1 (AT2) 400 MVA, 220/110 kV Fundeni	AT1 (AT2) 400 MVA, 220/110 kV Fundeni	112.2% S_n	- se reduce deficitul zonei Fundeni, prin mutare de consum pe zonele adiacente (Vest și Sud).
AT3 (AT4) – 400 MVA, 400/220 kV București Sud	AT4 (AT3) – 400 MVA, 400/220 kV București Sud	101.6% S_n	- se conectează LEA 110 kV Pogoanele – Jugureanu
AT2 (AT3) – 200 MVA, 220/110 kV Târgoviște	AT3 (AT2) – 200 MVA, 220/110 kV Târgoviște	104.2% S_n	- se conectează LEA 110 kV Chitila – Potlogi, LEA 110 kV Arcuda – Titu

D4 În regimul R5 deficitul zonelor din București sunt:

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

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

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

Regim R6

D1 Regimul R6 este un regim de vârf de seară corespunzător lunilor decembrie 2022-februarie 2023. Palierul de consum este de 9300 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 3.9. 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. Caracterul deficitar al S4 și S5 se accentuează față de regimul de bază. Acoperirea acestor deficite se realizează printr-un import ridicat, în condiții de siguranță.

D4 În regimul R6 sunt necesare măsuri postavarie

Contingență	Element critic	Depășire	Măsuri postavarie
AT2 (AT1) – 400 MVA, 220/110 kV Fundeni	AT1 (AT2) – 400 MVA, 220/110 kV Fundeni	108,5%Sn	Se reduce deficitul zonei Fundeni, prin mutare de consum pe zonele adiacente (Vest și Sud)

D5 În regimul R6 deficitele zonelor din București sunt:

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

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

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

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

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

3.3.5. Analiză comparativă între regimurile analizate

În regimurile R3 și R6 circulațiile de putere sunt dinspre secțiunea S6 spre secțiunile S5 și S4, în regimul R6 datorită soldului de export din Bulgaria, iar în regimul R3 datorită excedentului din zona de Sud – Est a României. În regimul R3 se constată circulații de putere foarte mari către zona București, aproximativ 1000 MW, către zona Moldova, aproximativ 800 MW, circulații care sunt mai mici față de studiile anterioare datorită LEA 400 kV Isaccea – Vulcănești care se încarcă în acest regim la 450 MW. Regimul R6 conduce la circulații de putere mai mici pe linia de 400 kV Gutinaș – Smârdan și pe linia de 220 kV Barboși – Focșani Vest, linii ce leagă secțiunile S5 și S6. De asemenea, acest regim conduce la schimbarea direcției fluxurilor de putere pe liniile de interconexiune de 400 kV România – Bulgaria din zona Dobrogea.

confidențial

În regimurile R2 și R3 circulațiile de putere sunt dinspre secțiunea S6 spre secțiunile S5 și S4. De asemenea, sunt înregistrate fluxuri mari de putere către zona București, peste 1000 MW, tranzit prin zona Moldova către stația Brașov și Secțiunea S4, respectiv export de putere pe LEA 400 kV Isaccea – Vulcănești. În ambele regimuri considerate avem fluxuri de export de putere pe LEA 400 kV Rahman – Dobrudja și Stupina – Varna de cca. 290 MW în cazul regimului R2 și respectiv de cca. 300 MW în cazul regimului R3. Regimul R2 conduce la circulații de putere mai mici pe linia de 400 kV Gutinaș – Smârdan și pe linia de 220 kV Barboși – Focșani Vest, linii ce leagă secțiunile S5 și S6.

confidențial

3.3.6. Analize de sensibilitate asupra modificării soldului în Bulgaria și Ucraina

În cadrul studiului s-a realizat o analiză de sensibilitate asupra modificării soldului de export în Bulgaria și Ucraina, cu scopul de a vedea modul prin care acesta influențează atât circulațiile de putere pe liniile de interconexiune de 400 kV ale României cu țările vecine, cât și circulațiile de putere pe elementele interne de pe teritoriul țării noastre. Pornindu-se de la regimul de bază R3 s-au realizat 3 scenarii:

- Primul scenariu a constat în modificarea soldului de export în Bulgaria de la 1600 MW la un sold de aproximativ 2000 MW, reprezentat în grafice prin culoarea portocaliu;
- Al doilea scenariu a constat în modificarea soldului de export în Ucraina de la 200 MW la un sold de aproximativ 1000 MW, reprezentat în grafice prin culoarea galben;
- Al treilea scenariu a constat în combinarea primelor două scenarii, reprezentat în grafice prin culoarea albastru.

Prin culoarea verde este reprezentat în grafice regimul inițial R3. În urma analizei s-au constatat următoarele concluzii:

- soldul de export mărit în Bulgaria conduce la scăderea fluxurilor de putere pe LEA 400 kV Rahman – Dobrudja și Stupina – Varna, respectiv creșterea fluxurilor de putere pe linia LEA 400 kV Isaccea – Vulcănești cu cca. 10% față de regimul inițial R3;
- soldul de export mărit în Ucraina conduce la creșterea fluxurilor de putere pe liniile din Secțiunea 6, mai puțin pe linia LEA 400 kV Isaccea – Vulcănești unde fluxul de putere scade cu cca. 30% față de regimul inițial R3;
- modificarea soldului de export în Ucraina și Bulgaria crește exportul de putere pe liniile de interconexiune de 400 kV cu Ungaria și Serbia, fluxul de putere cu Ungaria fiind preponderant influențat de soldul Ucrainei, respectiv fluxul de putere cu Serbia fiind preponderent influențat de soldul Bulgariei;

În toate cele trei scenarii, la creșterea soldului de export pe Bulgaria/Ucraina cresc fluxurile de putere pe elementele interne din Secțiunea 6: LEA 400 kV Gutinaș – Smârdan, LEA 400 kV București Sud – Pelicanu, LEA 400 kV București Sud – Gura Ialomiței. Cele mai mari creșteri ale fluxurilor de putere au loc în scenariul al treilea.

În concluzie, s-a constatat că soldul de export mărit pentru Bulgaria/ Ucraina influențează nu doar fluxurile de putere pe elementele din Secțiunea 6, ci și circulațiile fizice pe liniile de interconexiune de 400 kV cu Ungaria (LEA 400 kV Arad – Sandorfalva, LEA 400 kV Nădab – Bekescsaba) și cu Serbia (LEA 400 kV Porțile de Fier – Djerdap).

confidențial

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 2022-2023 pentru SEN funcționând interconectat cu rețeaua europeană continentală sincronă, incluzând sistemul al Ucrainei, al Republicii Moldova și al Turciei.

Calcululele s-au făcut pe un regim cu următoarele caracteristici:

- schemă de calcul în care s-au implementat doar retragerile din exploatare de lungă durată;
- consumul corespunde unui palier de vârf dimineață zi de lucru de 8300 MW și soldul de import de 200 MW;
- sunt considerate următoarele solduri pentru sistemele energetice ale țărilor vecine:
 - HU: sold import 1500 MW;
 - RS: sold import 400 MW;
 - BG: sold export 550 MW;
 - UA+MD: sold export 250 MW

S-a realizat o ipoteză de BCE (Base Case Exchange) sezonier, unde sunt considerate schimburi de import pentru toate granițele RO:

- HU -> RO: 100 MW;
- RO -> RS: 50 MW
- UA+MD -> RO: 250 MW;
- RO -> BG: 100 MW;

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

- modul de calcul este același; se verifică criteriul (N-1) și se determină limitele impuse de echipamente și de reglajele protecțiilor/automaticilor în funcțiune, considerând scenariile de schimb;
- deoarece scenariile presupun schimburi simultane pe toate granițele, se consideră TRM egal cu 400 MW pe interfața RO, câte 100 MW pe fiecare graniță. Această ipoteză este aplicată și la calculele lunare, pe direcția import. Totuși, pentru a nu avea o ipoteză mai severă la calculele capacității negarantate față de cele lunare ferme pe direcția export, se menține valoarea TRM de 300 MW, la fel ca la calculele lunare ferme;
- limita admisibilă pentru LEA 400 kV Porțile de Fier – Djerdap este de 1836 A;
- s-au considerat următoarele ipoteze în procesul de determinare a capacității negarantate de interconexiune: la modelarea procesului de export nu se consideră participarea grupurilor din CHE Porțile de Fier I, iar la modelarea celui de import nu se consideră participarea grupurilor din CHE Mărișelu și CTE Iernut;
- s-a considerat în procesul de determinare a capacității negarantate de interconexiune că sunt în funcțiune ambele circuite ale LEA 400 kV Țânțăreni – Kozlodui.

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

- nu au loc alocări successive pe mai multe granițe, care în realitate ar determina solicitarea mai intensă a anumitor linii interne sau de interconexiune (exemplu: la calculele de export negarantat nu se consideră suplimentar un schimb RS -> HU care parțial ar încarcă și linii interne și de interconexiune din RO; altfel exprimat RO -> RS și RS -> HU = RO -> HU);
- 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 RO, atât la import, cât și la export; astfel circulațiile aferente acestor schimburi se repartizează pe mai multe direcții/căi; se menționează că la calculele lunare de import se utilizează un scenariu care implică simultan toate granițele RO, astfel încât valorile NTC lunare de import se ridică la valori apropiate de cele maxime negarantate;

- nu se desfășoară programele lunare de retrageri din exploatare. Singurele retrageri din exploatare incluse în calcule sunt cele de lungă durată.

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

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

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

	Contingența	Element critic
Export RO	LEA 400 kV Sofia Vest – Niș	LEA 400 kV Porțile de Fier – Djerdap
	LEA 400 kV Isaccea – Vulcănești	LEA 400 kV Porțile de Fier – Djerdap
	LEA 400 kV Țânțăreni – Kozlodui circ. 1 sau circ. 2	LEA 400 kV Porțile de Fier – Djerdap
	LEA 400 kV Țânțăreni – Urechești	LEA 400 kV Porțile de Fier – Djerdap
Import RO	LEA 400 kV Roșiori – Gădălin	AT – 400 MVA, 400/220 kV Roșiori

Valorile NTC maxime indicative negarantate în interfața de interconexiune a SEN pentru iarna 2022-2023 sunt prezentate în tabelul următor:

Scenarii NTC	exp1/ imp1	exp2/ imp2	exp3/ imp3	exp4/ imp4	exp5/ imp5
Export RO	3300	3500	3350	3000	3250
Import RO	3450	3550	3350	3400	3350
RO->HU	900	1000	900	800	900
HU->RO	1000	1000	1000	1000	1000
RO->RS	700	700	650	700	650
RS->RO	650	750	550	600	550
RO->BG	1500	1600	1600	1300	1500
BG->RO	1600	1600	1600	1600	1600
RO->UA	100	100	100	100	100
UA->RO	100	100	100	100	100
RO->MD	100	100	100	100	100
MD->RO	100	100	100	100	100

Concluzii privind valorile NTC maxime negarantate:

➤ Scenarii de export:

- Elementul critic este LEA 400 kV Porțile de Fier – Djerdap. Contingența critică este LEA 400 kV Sofia Vest – Niș.

- În ceea ce privește analiza diverselor scenarii de schimb aplicate se constată că valoarea capacității de export este mai mare atunci când exportul către RS este mai mic, simultan cu export mai mare către BG;

➤ Scenarii de import:

- Contingența critică cea mai relevantă este declanșarea LEA 400 kV Roșiori – Gădălin, iar elementul critic este AT – 400 MVA, 400/220 kV Roșiori;

- În ceea ce privește analiza diverselor scenarii de schimb aplicate se constată că valoarea capacității de import este mai mică atunci când cota importului din HU este mare. Valoarea capacității de import este mai mare cu cât suma cotei importului din RS+BG este mai mare, iar dintre acestea cota cea mai mare provine din BG;

- Limitarea deficitului în zona de nord a SEN are ca efect obținerea unor valori NTC de import mai mari. În cadrul prezentei determinări a valorilor NTC maxime negarantate, deficitul secțiunii S4 este de cca. 870 MW.

Retragerea din exploatare a unor elemente RET poate conduce la scăderea valorilor NTC în interfața României. În tabelul următor sunt prezentate câteva exemple de retrageri din exploatare care afectează capacitatea de schimb transfrontalier.

Element retras	Impact NTC	Direcție
LEA 400 kV Țânțăreni – Sibiu Sud	-350	Import
LEA 400 kV Mintia – Sibiu Sud	-350	Import
LEA 400 kV Iernut – Sibiu Sud	-600	Import
LEA 400 kV Mintia – Arad	-600	Import
LEA 220 kV Urechești – Târgu Jiu Nord	-200	Export
LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița circ. 1 sau circ. 2	-500	Export

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 întreagă interfață de interconexiune a SEN în condiții de siguranță, luând 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 și succesive, cu o rezoluție la nivel de săptămâna/zi. În funcție de actualizarea informațiilor privind desfășurarea programelor de retrageri, în cazul unor modificări semnificative, valorile NTC pot fi recalculat și oferite suplimentar la licitațiile de pe piețele zilnice și intrazilnice.

Valorile NTC lunare ferme armonizate cu partenerii de interconexiune pentru luna octombrie 2022 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 2021

În cadrul capitolului se evaluează capacitatea disponibilă pentru comerțul transfrontalier în anul 2021 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 2021 a fost prevăzută o capacitate minimă disponibilă pentru comerțul interzonal de 33% din capacitatea de transport pe granița România – Ungaria (800 MW), respectiv de 25% din capacitatea de transport pe granița România – Bulgaria (900 MW).

Recomandarea ACER nr. 1/2019 oferă o abordare coordonată cu privire la monitorizarea acestei margini 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 (RCC), este necesară evaluarea impactului granițelor din afara RCC asupra elementelor critice de rețea. Astfel, valoarea MACZT se determină luând în considerare doi termeni:

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

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

a) Calculul MCCC

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

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

unde:

b – granița care este inclusă în regiunea de calcul;

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

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

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

b) Calculul MNCC

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

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

unde

b – granița care nu este inclusă în regiunea coordonată;

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

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

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

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

În continuare sunt prezentate cateva dintre evaluările care au stat la baza deciziei ANRE nr. 1562/2022 prin care s-a stabilit că țintele privind capacitatea minimă disponibilă pentru schimburile transfrontaliere au fost îndeplinite pentru anul 2021.

În figura 3.6.1 sunt prezentate rezultatele monitorizării MACZT în anul 2021 cu și fără includerea țărilor non-UE considerând valoarea minimă dintre import și export pe fiecare unitate de timp considerată. În cazul situației în care nu se consideră țările non-UE (figura 3.6.1.a), în anul 2021 capacitatea disponibilă pentru comerțul interzonal a fost mai mică de 20% pentru 7% din timp, între 20% și 50% pentru 73% din timp și între 50% și 70% pentru 20% din timp. În cazul situației în care se consideră țările non-UE (figura 3.6.1.b), în anul 2021 capacitatea disponibilă pentru comerțul interzonal a fost mai mică de 20% pentru 16% din timp, între 20% și 50% pentru 67% din timp, între 50% și 70% pentru 16% din timp și mai mare de 70% pentru 1% din timp.

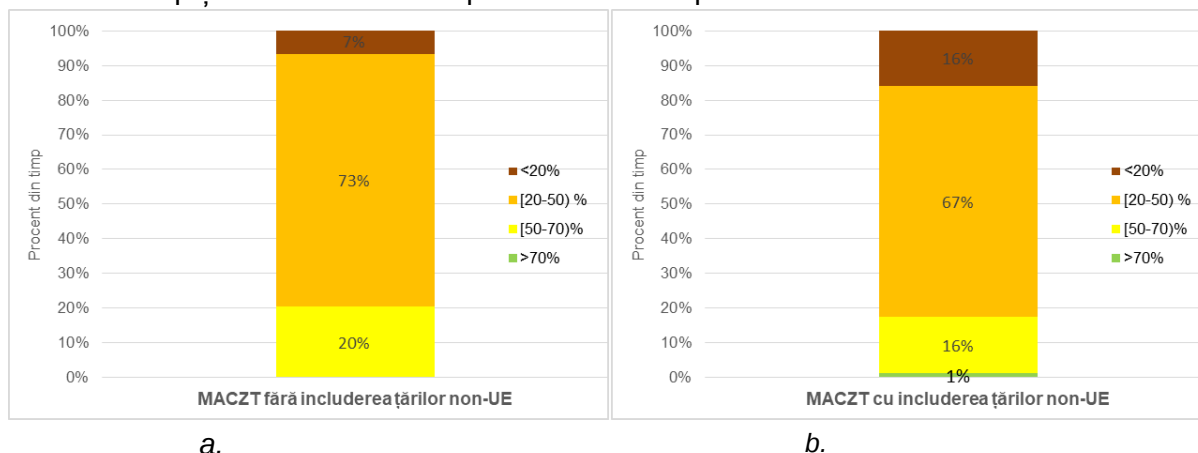


Fig. 3.6.1. Capacitatea disponibilă pentru comerțul interzonal în anul 2021

Valoarea medie orară a MACZT în anul 2021 a fost de 39,6% fără considerarea țărilor non-UE și de 35,4% cu luarea în considerare a țărilor non-UE. În ambele situații valorile au fost superioare valorilor

țintă pentru anul 2021.

În figura 3.6.2 sunt prezentate rezultatele monitorizării MACZT în anul 2021 pe direcția export cu și fără includerea țărilor non-UE. În cazul situației în care nu se consideră țările non-UE (figura 3.6.2.a), în anul 2021 capacitatea disponibilă pentru comerțul interzonal pe direcția export a fost mai mică de 20% pentru 6% din timp, între 20% și 50% pentru 36% din timp, între 50% și 70% pentru 49% din timp și mai mare de 70% pentru 9% din timp. În cazul situației în care se consideră țările non-UE (figura 3.6.2.b), în anul 2021 capacitatea disponibilă pentru comerțul interzonal pe direcția export a fost mai mică de 20% pentru 7% din timp, între 20% și 50% pentru 27% din timp, între 50% și 70% pentru 34% din timp și mai mare de 70% pentru 32% din timp.

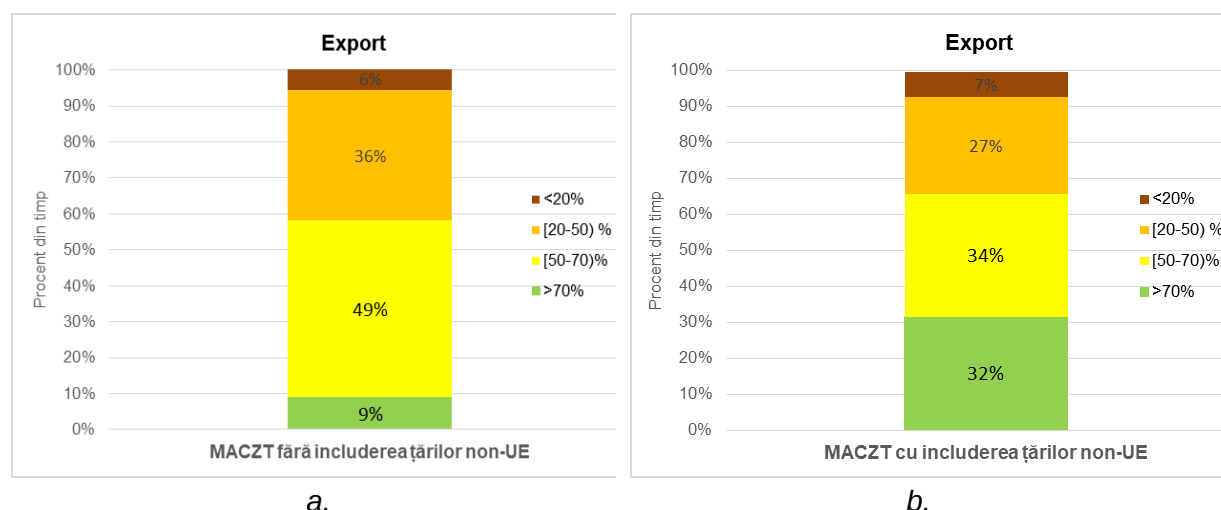


Fig. 3.6.2. Capacitatea disponibilă pentru comerțul interzonal pe direcția export în anul 2021

În figura 3.6.3 sunt prezentate rezultatele monitorizării MACZT în anul 2021 pe direcția import cu și fără includerea țărilor non-UE. În cazul situației în care nu se consideră țările non-UE (figura 3.6.3.a), în anul 2021 capacitatea disponibilă pentru comerțul interzonal pe direcția import a fost mai mică de 20% pentru 2% din timp, între 20% și 50% pentru 64% din timp, între 50% și 70% pentru 33% din timp și mai mare de 70% pentru 1% din timp. În cazul situației în care se consideră țările non-UE (figura 3.6.3.b), în anul 2021 capacitatea disponibilă pentru comerțul interzonal pe direcția import a fost mai mică de 20% pentru 12% din timp, între 20% și 50% pentru 61% din timp, între 50% și 70% pentru 21% din timp și mai mare de 70% pentru 6% din timp.

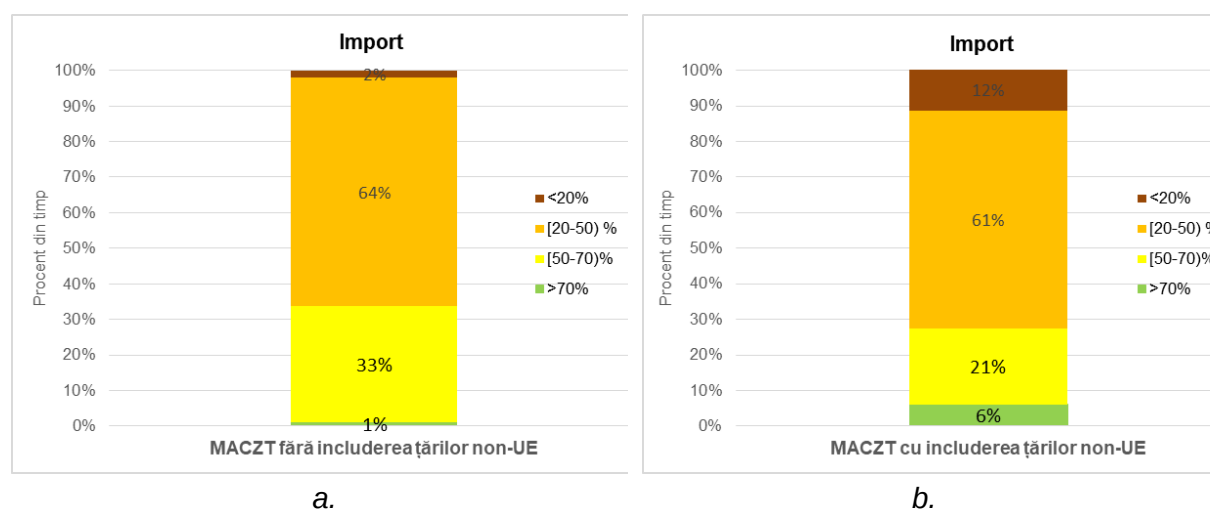


Fig. 3.6.3. Capacitatea disponibilă pentru comerțul interzonal pe direcția import în anul 2021

În figura 3.6.4 sunt prezentate valorile medii ale MACZT pe fiecare direcție. Valorile maxime sunt obținute în următoarele cazuri:

- pentru export de 58,8%, pentru cazul cu includerea țărilor non-UE;
- pentru import de 44,8%, pentru cazul cu excluderea țărilor non-UE.

Pe ambele direcții valorile obținute sunt mai mari decât țintele stabilite pentru anul 2021.

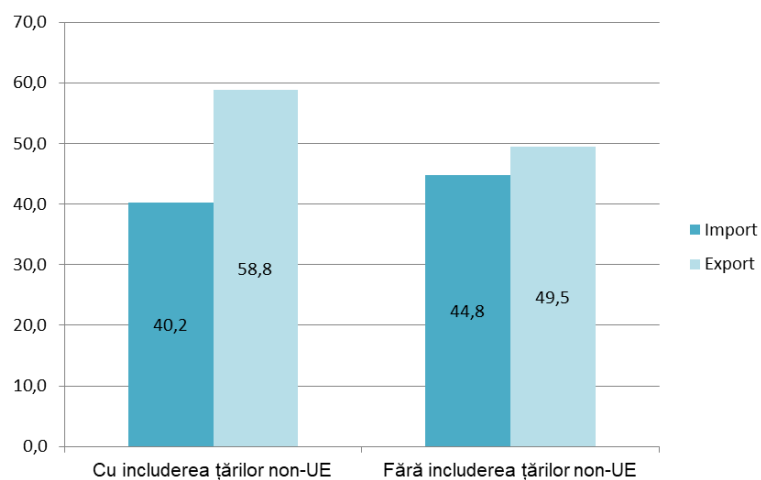


Fig. 3.6.4. Valorile medii ale capacității disponibile pentru comerțul interzonal pe fiecare direcție

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 3.7):

- 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).

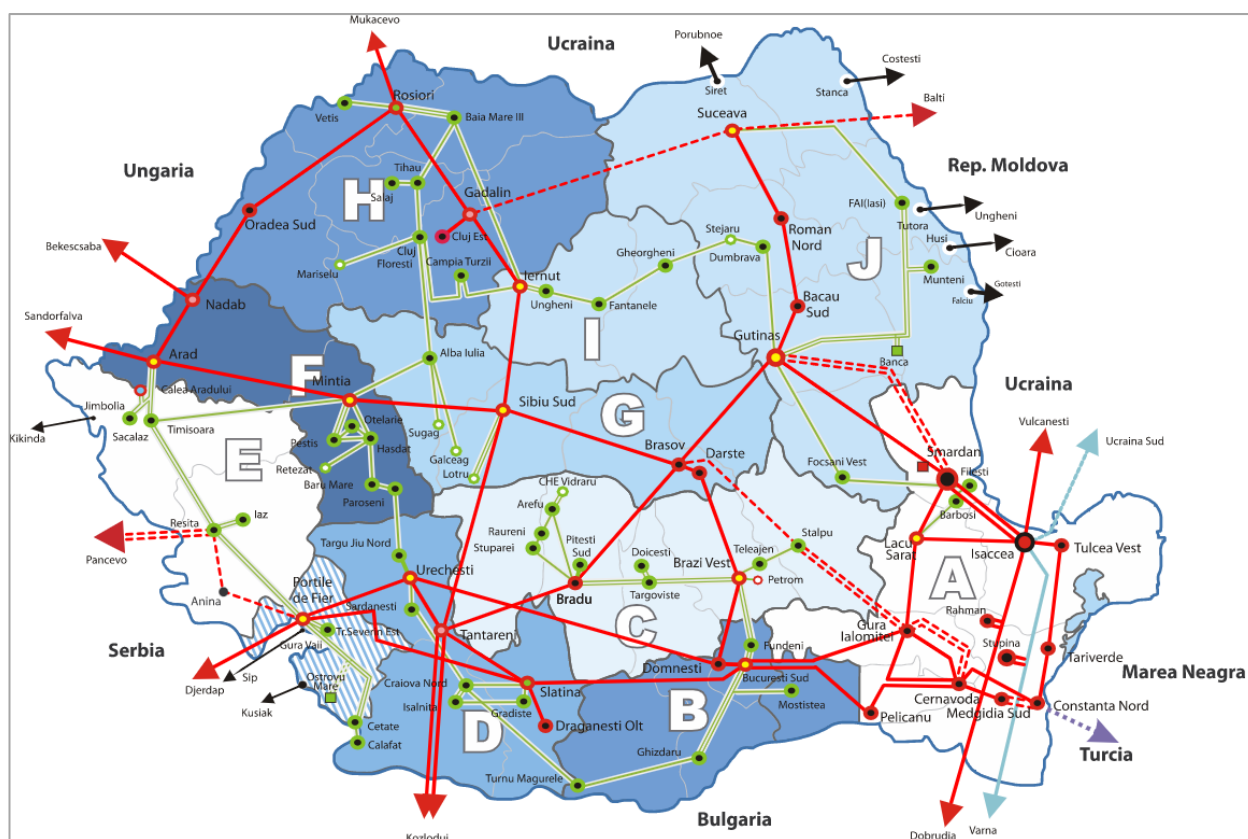


Fig. 3.7. Zonele analizate pentru determinarea capacității disponibile de racordare

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, Braşov, Covasna;
- Zona H: Maramureş, Bistriţa – Năsăud, Satu Mare, Bihor, Sălaj, Cluj'
- Zona I: Mureş, Harghita;
- Zona J: Botoşani, Suceava, Iaşi, Neamţ, Vaslui, Bacău, Vrancea;

Metodologia de calcul pentru determinarea capacităţii de racordare disponibile în fiecare zonă analizată conţine următoarele etape principale:

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

Regulile pentru realizarea RD sunt cele utilizate în studiile de soluţie pentru racordarea de noi unităţi de producţie:

- Producţia CEE racordate în RET în zona (secţiunea) analizată se încarcă la 70% din P_i ;
- Producţia 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 P_{max} disponibil ;
- Producţia CEF din zona analizată se încarcă la 80% din P_i .

În tabelul următor sunt prezentate pentru fiecare zonă analizată capacitatea de racordare disponibilă şi combinaţia element critic de reţea – contingenţă la verificarea criteriului de siguranţă ($N - 1$).

Zona	Capacitatea de racordare	Element Critic/Contingenţă
[-]	[MW]	[-]
A Sud – Est SEN	0	LEA 220 kV Barboşi – Focşani Vest/ LEA 400 kV Smârdan – Gutinaş
B Bucureşti – Giurgiu – Alexandria	1500	LEA 220 kV Bucureşti Sud – Fundeni circ. 1(2)/ LEA 220 kV Bucureşti Sud – Fundeni circ. 2(1)
C Piteşti – Târgovişte – Ploieşti	750	LEA 220 kV Bradu – Arefu/ LEA 220 kV Bradu– Stupărei AT3(4) 400/220 kV Bradu/ AT4(3) 400/220 kV Bradu AT 200 MVA 220/110 kV Râureni/ AT 200 MVA 220/110 Stupărei AT2 200 MVA 220/110 kV Teleajen/ LEA 220 kV Brazi Vest – Teleajen.

Zona	Capacitatea de racordare	Element Critic/Contingență
D Sud – Vest SEN	1200	LEA 220 kV Paroșeni – Târgu Jiu/ 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	0	LEA 220 kV Reșița – Timișoara circ. 1(2)/ LEA 220 kV Reșița – Timișoara circ. 2(1)
F Arad – Mintia	2000	LEA 400 kV Arad – Nădab/ LEA 400 kV Arad – Sandorfalva.
G Sibiu – Brașov	1200	LEA 220 kV Alba Iulia – Cluj Florești/ LEA 400 kV Sibiu Sud – Iernut LEA 220 kV Alba Iulia – Mintia/ LEA 220 kV Cluj Florești – Alba Iulia LEA 220 kV Cluj Florești – Alba Iulia LEA 220 kV Alba Iulia – Mintia
H Cluj-Napoca – Baia Mare – Oradea	1950	AT 400 MVA 400/220 kV Roșiori/ LEA 400 kV Roșiori – Gădălin
I Târgu Mureș – Miercurea Ciuc	830	LEA 220 kV Fântânele – Ungheni/ LEA 220 kV Stejaru – Gheorgheni LEA 110 kV Fântânele – Corunca/ LEA 220 kV Fântânele – Ungheni
J Nord – Est SEN	1000	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 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, reconducerea sau trecerea la 400 kV conduce la creșterea capacității de racordare).

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

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

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

4. VERIFICAREA STABILITĂȚII STATICE

Determinarea puterilor admisibile în secțiunile caracteristice

Condiții generale

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

Calculul s-a efectuat pentru scheme cu N, N-1 elemente în funcțiune în ipoteza de balanță R3 (vârf de seară de iarnă), R6 (vârf de seară de iarnă) 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 baza cu luarea în considerare a retragerilor conform schemei de calcul.

4.1 Secțiunea S1

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

Excedentul inițial al secțiunii este de cca. 1600 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 $P_{8\%}=4340$ MW iar puterea admisibilă în secțiune este de 1620 MW, valoare peste care apar suprasarcini pe LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița (circuitul rămas în funcțiune).
- La declanșarea LEA 220 kV Craiova Nord – Turnu Măgurele, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=4270$ MW iar puterea admisibilă în secțiune este de 2210 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 $P_{8\%}=4010$ MW iar puterea admisibilă în secțiune este de 2100 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 $P_{8\%}=4060$ MW iar puterea admisibilă în secțiune este de 1600 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 $P_{8\%}=4820$ MW iar puterea admisibilă în secțiune este de 2210 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 $P_{8\%}=4270$ MW iar puterea admisibilă în secțiune este de 2210 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 $P_{8\%}=4330$ MW iar puterea admisibilă în secțiune este de 2210 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 CNE Cernavodă în funcțiune.

Deficitul inițial al secțiunii este de cca. 1928 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 $P_{8\%}=2770$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 2460 MW (2420 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declanșarea LEA 400kV Brașov – Sibiu Sud, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=2950$ MW iar puterea admisibilă în secțiune este de 1930 MW (1900 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 400kV Țânțăreni – Sibiu Sud, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=2970$ MW iar puterea admisibilă în secțiune este de 1930 MW (1900 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 VSI fără producție în CEE și CEF și cu două unități în CNE Cernavodă în funcțiune.

Deficitul inițial al secțiunii este de cca. 1680 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 $P_{8\%}=2820$ MW iar puterea admisibilă în secțiune este de 2130 MW (2090 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 400kV Tântăreni – Sibiu Sud, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=3040$ MW iar puterea admisibilă în secțiune este de 2370 MW (2330 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 400kV Brașov – Sibiu Sud, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=3000$ MW iar puterea admisibilă în secțiune este de 2650 MW (2610 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care apar suprasarcini pe LEA 220 kV Urechești – Târgu Jiu Nord și LEA 220 kV Paroșeni – Târgu Jiu Nord.

4.3. 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 CNE Cernavodă în funcțiune. Deficitul inițial al S3 este de 370 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 $P_{8\%}=730$ MW iar puterea admisibilă în secțiune este de 680 MW (960 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 $P_{8\%}=790$ MW iar puterea admisibilă în secțiune este de 710 MW (690 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 $P_{8\%}=1120$ MW iar puterea admisibilă în secțiune este de 790 MW (770 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 $P_{8\%}=1150$ MW iar puterea admisibilă în secțiune este de 790 MW (770 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 $P_{8\%}=1670$ MW iar puterea admisibilă în secțiune este de 790 MW (770 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 VSI cu producție în CEE și cu două unități în CNE Cernavodă.

Deficitul inițial al secțiunii este de cca. 885 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 $P_{8\%}=1440$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1150 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 Roșiori – Mukacevo, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1530$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1300 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 Stejaru – Gheorgheni, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1620$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1250 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 Gădălin – Iernut, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1740$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1330 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 Roșiori – Oradea Sud, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1730$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1380 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 Alba Iulia – Cluj Florești, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1730$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1520 MW, valoare peste care apar suprasarcini pe LEA 220 kV Urechești – Târgu Jiu Nord și LEA 220 kV Paroșeni – Târgu Jiu Nord.

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 $P_{8\%}=1110$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1000 MW, valoare peste care apar suprasarcini pe LEA 220 kV Stejaru – Gheorgheni.
- La retragerea LEA 400 kV Sibiu Sud – Iernut și declanșarea LEA 400 kV Roșiori – Mukacevo puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1190$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1080 MW (810 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La retragerea LEA 400 kV Sibiu Sud – Iernut și declanșarea LEA 220 kV Stejaru – Gheorgheni puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1420$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1010 MW (750 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care apar suprasarcini pe LEA 110 kV Sibiu Nord – Copșa Mică.
- La retragerea LEA 220 kV Stejaru – Gheorgheni și declanșarea LEA 400 kV Sibiu Sud – Iernut, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1470$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1000 MW (790 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care apar suprasarcini pe LEA 110 kV Sibiu Nord – Copșa Mică.

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

Deficitul inițial al secțiunii este de cca. 997 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 $P_{8\%}=1570$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1440 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 $P_{8\%}=1630$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1530 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 $P_{8\%}=1760$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1670 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declanșarea LEA 220 kV Alba Iulia – Cluj Florești, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1810$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1590 MW, valoare peste care se supraîncarcă AT 400 MVA, 400/220 kV Roșiori.

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

Deficitul inițial al secțiunii este de cca. 559 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 $P_{8\%}=1520$ 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 $P_{8\%}=1630$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1430 MW valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declanșarea LEA 220 kV Stejaru – Gheorgheni, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1690$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1400 MW valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declanșarea LEA 400 kV Gădălin – Iernut, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1820$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1470 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 $P_{8\%}=1630$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1180 valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declanșarea LEA 400 kV Roșiori – Oradea Sud, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1810$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1600 MW valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.

- La declanșarea LEA 220 kV Alba Iulia – Cluj Florești, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1700$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1410 MW 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 VSI cu producție în CEE, CEF și cu două unități în funcțiune în CNE Cernavodă.

Deficitul inițial al secțiunii este de cca. 460 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 $P_{8\%}=1010$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 940 MW (840 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 $P_{8\%}=1010$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 950 MW (850 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 $P_{8\%}=1010$ MW; iar puterea admisibilă în secțiune este de 490 MW (450 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 110 kV Tecuci – Mărășești.
- La declanșarea LEA 400 kV Gutinaș – Bacău Sud puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=990$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 920 MW (820 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declanșarea LEA 220 kV Gutinaș – FAI puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1140$ MW; iar puterea admisibilă în secțiune este de 1020 MW (910 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.

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

- La retragerea LEA 400 kV Brașov – Gutinaș și declanșarea LEA 400kV Smârdan – Gutinaș, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=540$ MW iar puterea admisibilă în secțiune este de 450 MW (420 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 110 kV Tecuci – Mărășești și LEA 110 kV Liești – Tudor Vladimirescu.
- La retragerea LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș și declanșarea LEA 400kV Brașov – Gutinaș, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=5600$ MW iar puterea admisibilă în secțiune este de 440 MW (380 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 110 kV Tecuci – Mărășești și LEA 110 kV Liești – Tudor Vladimirescu.
- La retragerea LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș și declanșarea LEA 220 kV Lacu Sărat – Barboși – derivație Filești provizorat, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=880$ MW iar puterea admisibilă în secțiune este de 440 MW (380 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 110 kV Liești – Vultur și axa 110 kV Liești – ICM – Tecuci.

- La retragerea LEA 400 kV Roman Nord – Suceava și declanșarea LEA 400kV Smârdan - Gutinaș, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=880$ MW iar puterea admisibilă în secțiune este de 470 MW (430 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 110 kV Tecuci – Mărășești.

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

Deficitul inițial al secțiunii este de cca. 627 MW.

Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.5.2):

- La declanșarea LEA 400 kV Roman Nord – Suceava puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=980$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 930 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declanșarea LEA 400 kV Brașov – Gutinaș puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=920$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 910 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 960 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declanșarea LEA 400 kV Bacău Sud – Roman Nord puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=930$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 820 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 $P_{8\%}=960$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 900 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 $P_{8\%}=1110$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 970 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 CNE Cernavodă.

Deficitul inițial al secțiunii este de 121 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 $P_{8\%}=920$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 640 MW, valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 220 kV 220kV Lacu Sărat - Barboși derivație Filești provizorat.
- La declanșarea LEA 400 kV Bacău Sud – Roman Nord puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=860$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 750 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declanșarea LEA 400 kV Gutinaș – Bacău Sud puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=890$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 760 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 $P_{8\%}=950$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 910 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declanșarea LEA 220 kV Gutinaș – FAI puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1050$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 890 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 VSI cu producție în CEE, CEF și cu două unități în CNE Cernavodă.

Excedentul inițial al secțiunii S6 este de 2800 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 $P_{8\%}=4990$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 2800 MW (2560 MW – rețeaua vizibilă valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 110 kV Mărășești – Tecuci.
- La declanșarea LEA 400 kV București Sud – Pelicanu, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=5180$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 3420 MW, (3200 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 110 kV Pogoanele – Jugureanu.
- La declanșarea LEA 400 kV București Sud – Gura Ialomiței, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=5100$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 3100 MW (2890 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 110 kV Pogoanele – Jugureanu.

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 $P_{8\%}=4220$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 1360 MW (1200 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 220 kV Lacu Sărat – Barboși – derivație Filești.
- La retragerea LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș și declanșarea LEA 220 kV Lacu Sărat – Barboși derivație Filești, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=4320$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 1490 MW (1310 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 110 kV Liești – Vultur.
- La retragerea LEA 400 kV Brașov – Gutinaș și declanșarea LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=4530$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 1400 MW (1290 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 220 kV Lacu Sărat – Barboși – derivație Filești.

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

Excedentul inițial al secțiunii S6 este de 2328 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 $P_{8\%}=4690$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 3650 MW (3580 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 220 kV Lacu Sărat – Barboși – derivație Filești provizorat.
- La declanșarea LEA 400 kV București Sud – Pelicanu, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=4860$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 3320 MW, (3260 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 $P_{8\%}=4670$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 3650 MW (3580 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 $P_{8\%}=4130$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 3730 MW (3660 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declanșarea LEA 400 kV Tariverde – Tulcea Vest, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=4670$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 4130 MW (4050 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 $P_{8\%}=4910$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 3920 MW (3840 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 400 kV București Sud – Gura Ialomiței.
- La declanșarea LEA 220 kV Barboși – Focșani Vest, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=5090$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 4360 MW (4280 MW – rețeaua vizibilă) valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.

5. VERIFICAREA STABILITĂȚII TRANZITORII

5.1. Verificarea stabilității tranzitorii a zonei Cernavodă

confidențial

5.2. Verificarea stabilității zonei Porțile de Fier și a interconexiunii

confidențial

6. CONCLUZII ȘI PROPUNERI DE MĂSURI

6.1. Propuneri pentru schema normală de funcționare

Pentru sezonul de iarnă 2022 – 2023 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 2022:

DET 1

Statia 220/110 kV Dumbrava:

- AT2 – 200 MVA, 220/110 kV în funcțiune la Bara 2 – 220 kV;
- AT1 – 200 MVA, 220/110 kV retras din exploatare până la modernizarea celulei 110 kV;
- LEA 110 kV Dumbrava – Izvoare derivație Roznov provizorat în rezervă caldă la Bara 1 – 110 kV pe celula 110 kV Izvoare.

Statia 220/110 kV Munteni:

- Se consideră finalizate lucrările de retehnologizare a stației 110 kV;
- Bara 1 – 110 kV: LEA 110 kV Huși circ. 1, LEA 110 kV Rediu circ. 1, LEA 110 kV Vaslui circ. 1, AT 200 MVA, 220/110 kV;
- Bara 2 – 110 kV: LEA 110 kV Huși – Vutcani circ. 2, LEA 110 kV Rediu circ. 2, LEA 110 kV Negrești, LEA 110 kV Vaslui circ. 2.

Statia 220/110 kV Filești:

- LEA 220 kV Barboși – Lacu Sărat derivație AT 200 MVA, 220/110 kV Filești provizorat în funcțiune;
- AT 200 MVA, 220/110 kV Filești racordat prin celulă mobilă la LEA 220 kV.

Statia 220/110 kV Focșani Vest:

- LEA 110 kV Focșani Vest – CEIL 2 derivație Laminor 1, derivație Laminor 2 provizorat în funcțiune;
- LEA 110 kV Focșani Vest – Gugești derivație Focșani Nord 2 provizorat în funcțiune;
- LEA 110 kV Focșani Vest – Tătăranu – derivație CEIL 1 provizorat în funcțiune.

Statia 400/110 kV Smârdan:

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

Statia 110 kV Liești:

- LEA 110 kV Maxineni în funcțiune.

Statia 110 kV Brăilița:

- LEA 110 kV Abator în funcțiune;
- LEA 110 kV Smârdan în funcțiune;

Statia 110 kV CET Bacau:

- 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

Statia 400/110 kV Gura Ialomiței:

- 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 funcțiune la Bara 2 – 400 kV și bara 2 – 110 kV.

Statia 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.

Statia 220 kV Stâlpu:

- LEA 220 kV Teleajen și AT 200 MVA, 220/110 kV racordate prin celula mobilă.

Statia 400 kV Isaccea:

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

DET 3

Stația 220/110 kV Craiova Nord:

- LES 110 kV Mischii în funcțiune la Bara 2 – 110 kV;

Stația 220/110 kV Ișalnița:

- AT2 – 200 MVA, 220/110 kV în funcțiune;
- AT1 – 200 MVA, 220/110 kV în rezervă caldă;
- LEA 220 kV Gradiște în funcțiune la Bara 1 – 220 kV;

Stația 400/220 kV Porțile de Fier:

- Bara 1 – 400 kV: LEA 400 kV Djerdap, LEA 400 kV Slatina, AT1 – 400 MVA, 400/220 kV, AT3 – 400 MVA, 400/220 kV;
- Bara 2 – 400 kV: LEA 400 kV Urechești, AT2 – 400 MVA, 400/220 kV.

Stația 220/110 kV Arefu

- RTh în desfășurare;
- LEA 220 kV Bradu – Râureni – derivație Arefu provizorat funcționând pe celula LEA 220 kV Râureni în stația Arefu la bara 2 – 220 kV;
- AT 2 – 200 MVA nou, 220/110 kV Arefu, în funcțiune la bara 2 – 220 kV (pe celula fostă CT – 220 kV) și la bara 1 – 110 kV (pe celula fostă CT – 110 kV);
- LEA 220 kV UHE 1+2 (CHE Vidraru) în funcțiune la bara 2 – 220 kV;
- AT 1 – 200 MVA, 220/110 kV este retras din exploatare pe perioada lucrărilor de RTh;
- în stația 110 kV echipamentele sunt în funcțiune la bara 1 – 110 kV;
- LEA 110 kV Oești provizorat funcționează pe celula 110 kV CTf la bara 1 – 110 kV prin montare legături flexibile între CTf și bara de transfer 110 kV și între bara de transfer 110 kV și LEA 110 kV Oești.

DET 4

Statia 220/110 kV Iaz:

- Bara 1 – 220 kV: LEA 220 kV Reșița circ. 1, AT1 – 200 MVA, 220/110 kV;
- Bara 2 – 220 kV: AT2 – 200 MVA, 220/110 kV în rezervă caldă;
- CT 220 kV conectată;

Statia 220 kV Retezat:

- LEA 220 kV Hășdat cu celula 220 kV laz în funcțiune;
- Celula 220 kV Hășdat în rezervă caldă.

Statia 220/110 kV Baru Mare:

- LEA 110 kV Baru Mare – Hațeg – Pui CFR provizorat în funcțiune;
- LEA 110 kV Baru Mare – Paroșeni circ. 2 este în funcțiune în Paroșeni;
- LEA 110 kV Baru Mare – Retezat – CHE Clopotiva provizorat în funcțiune;
- LEA 110 kV Retezat – Oțelu Roșu – Rușchița provizorat în funcțiune.

Stația 220/110 kV Timișoara:

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

Stația 220/110 kV Reșița:

- LEA 110 kV Călnicel – Mociur circ. 2 provizorat în funcțiune ;
- LEA 110 kV Mociur circ. 1 – Furnale circ. 2 provizorat în funcțiune;
- LEA 110 kV Reșița – Oxigen circ. 2 – Furnale circ. 1 provizorat în funcțiune.

Stația 110 kV Bujac:

- Echipamentele în funcțiune la Bara 1 – 110 kV;
- Bara 2 – 110 kV în rezervă.

Stația 110 kV IMT:

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

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**Statia 220/110 kV Ungheni:**

- Bara 1 – 220 kV: LEA 220 kV Iernut circ. 1, LEA 220 kV Fântânele, AT1 – 200 MVA, 220/110 kV;
- Bara 2 – 220 kV: LEA 220 kV Iernut circ. 2, AT2 – 200 MVA, 220/110 kV în rezervă;
- CT 220 kV în funcțiune;
- AT1 – 200 MVA, 220/110 kV în funcțiune pe Bara 2 – 110 kV;
- CL 110 kV în funcțiune, CTA 110 kV în funcțiune și CTB 110 kV în rezervă;
- AT2 – 200 MVA, 220/110 kV în rezervă pe Bara 1B – 110 kV.

Statia 220/110 kV Fântânele:

- Pe LEA 110 kV Corunca s-a repus în funcțiune ASS.

Statia 110 kV Mureni (CFR):

- S-a retras definitiv din exploatare în vederea retehnologizării;
- S-a pus în funcțiune LEA 110 kV Fântânele – Hoghiz circ. 2, rezultată prin șuntarea LEA 110 kV Fântânele – Mureni cu LEA 110 kV Mureni – Hoghiz;
- LEA 110 kV Fântânele – Hoghiz s-a redenumit în LEA 110 kV Fântânele – Hoghiz circ. 1.

Statia 110 kV IMA:

- S-a retras definitiv din exploatare;

- S-a pus în funcțiune LEA 110 kV Câmpia Turzii – Aiud.

LEA 110 kV Reghin – Sovata:

- S-a repus în funcțiune ASS.

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

DET 1:

AT4 – 200 MVA, 220/110 kV Gutinaș, AT3 – 400 MVA, 400/220 kV Lacu Sărat, AT2 – 200 MVA, 220/110 kV FAI, AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Dumbrava retras din exploatare, Trafo 3 – 250 MVA, 400/110 kV Smârdan retras din exploatare;

DET 2:

AT2,3 – 200 MVA, 220/110 kV Turnu Măgurele, AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Ghizdaru;

DET 3:

AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Ișalnița, AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Craiova Nord, AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Arefu retras din exploatare pe perioada RTh, AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Grădiște, AT 200 MVA, 220/110 kV Târgu Jiu Nord, AT1 – 400 MVA, 400/220 kV Slatina, AT3 – 200 MVA, 220/110 kV Slatina;

DET 4:

AT1 – 200 MVA 220/110 kV Hășdat, AT2 – 200 MVA 220/110 kV Iaz, AT1 – 200 MVA 220/110 kV Pestiș, AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Mintia, AT3 – 400 MVA, 400/220 kV Mintia;

DET 5:

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

6.2. Concluzii privind regimurile staționare

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

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

- zona 110kV Dobrogea, compusă din:

- zona Tulcea;
- zona Constanța+Medgidia

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

- zona Dobrogea este compusa din Dobrogea 110kV si zona stației 400/110 kV Tariverde;

- zona 110kV Lacu Sărat, Smârdan;

- zona stațiilor 400/110kV Stupina si Rahman;

- zona stației 400/110kV Tariverde;

- zona Baltagești, Gura Ialomiței;

- zona secțiunii S6:

zona Dobrogea;

zona 110kV Lacu Sărat-Smârdan;

zona Băltăgești-Gura Ialomiței;

zona Stupina-Rahman;

- zona Moldova (inclusiv zona Buzău);

- zona Banat.

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

DET si zone	Pd neta [MW]
DET 1	299
DET 2	2539
DET 4	68
zona 110kV Constanța+Medgidia	601
<i>din care Harsova</i>	<i>311</i>
zona Tulcea	487
zona 110kV L.Sarat, Smârdan	146
zona stațiilor 400/110kV Stupina si Rahman	590
zona stației 400/110kV Tariverde	585
zona Bălțăgești, G. Ialomiței	250
zona Moldova	180
zona Banat	68
Total SEN	2906

Se menționează că acest set de CEED modelate este același cu cel din sezonul precedent, de vară 2022, deoarece nu au mai fost puse în funcțiune CEED.

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

DET	P disp. netă CEF modelate [MW]
1	33
2	369
3	163
4	47
5	208
Total SEN	820

Setul de CEF modelate este același cu cel din sezonul precedent, de vară 2022.

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 20°C.

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

Zone MW	Dobrogea 110 kV			L.Sarat, Smardan 110 kV	Tariverde	Stupina, Rahman	Baltagesti G.lalomitei (include CEE Pantelimon)	Moldova Banat	SEN
	1087								
	CEE Pestera, Chirnogeni, Cobadin, Pecineaga 2, Mihai Viteazu (1 si 2)	zona Medgidia Sud – Hârșova – Constanța Nord	Tulcea						
P _{inst.CEE} (disp.net)	289	311	487	146	585	590	250	248	2906

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 pentru regimul de bază sunt prezentate în continuare.

Pentru schema cu N elemente în funcțiune:

confidențial

După considerarea acestei limitări, verificarea criteriului (N-1) în RED pe schema cu N elemente în funcțiune impune limitare suplimentară preventivă a *confidențial*.

Pentru respectarea criteriului (N-1) în RET, se aplică următoarele măsuri:

- conectarea LEA 110 kV Pogoanele – Jugureanu;
- conectarea LEA 110 kV Valea Călugărescă – Urziceni;
- conectarea CT 110 kV Liești. LEA 110 kV Liești – Măxineni este conectată datorită funcționării cu o singură unitate de transformare în stația Smârdan.

Doar dacă temperatura mediului ambiant depășește cc. 18°C și se dorește reducerea încărcării LEA 110 kV Tecuci – Mărășești sub 530 A după declanșarea LEA 400 kV Gutinaș – Smârdan, se poate deconecta LEA 110 kV Tecuci – Cudalbi.

Setul complet de măsuri conduce la respectarea criteriului de siguranță (N – 1) în zona secțiunii S6, pentru o temperatură a mediului ambiant de cca 18°C.

Reducerea producției de la cca. 2906 MW la cca. 2840 MW este identificată că fiind cea mai mică posibilă în condițiile schemei de calcul și în ipoteza de palier de consum (9300 MW) și sold (export 700 MW) considerată.

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

Zone	Dobrogea 110 kV			Lacu Sărat, Smârdan 110 kV	Tariverde	Stupina, Rahman	Băltăgești G.lalomiței (include CEE Pantelimon)	Moldova (include CEE Corni și Cudalbi) Banat	SEN
	1031								
	CEE Peștera, Chirnogeni, Cobadin, Pecineaga 2, Mihai Viteazu (1 si 2)	Hârșova – Medgidia Sud – Constanța Nord	Tulcea						
MW									
P _{max.CEE}	289	255	487	146	585	590	240	248	cca. 2840

Zone	Dobrogea 110 kV			Lacu Sărat, Smârdan 110 kV	Tariverde	Stupina, Rahman	Bălțăgești G.lalomiței (include CEE Pantelimon)	Moldova (include CEE Corni și Cudalbi) Banat	SEN
	confidențial								
	CEE Peștera, Chirnogeni, Cobadin, Pecineaga 2, Mihai Viteazu (1 si 2)	Hârșova – Medgidia Sud – Constanța Nord	Tulcea						
%									
P _{max.CEE}	confidențial								97.7

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

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

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

Regim	Tip palier	Palier consum [MW]	Prod. in CEE [MW]	Prod. in CEF [MW]	Prod. in CECC Petrom Brazi [MW]	Prod. in CNE [MW]	Sold export [MW]
R1	VS T	8400	**) 2906 ➡ 2810	0	<i>confidențial</i>	1400	1000
R2	Gs T	5200	1910	0		1400	600
R3*)	VS I	9300	**) 2906 ➡ 2840	0		1400	700

R4	VD I (IGM sezonier)	9000	1100	250		1400	-500
R5	VS I max (CEE=0)	9600	0	0		1400	-2000
R6	VS I (CEE=0)	9300	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 iteratii, pornind de la valoarea inițială propusă prin temă (valoarea puterii instalate, mai precis puterea disponibilă netă) și ajungând la o valoare astfel încât:

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

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

Mare parte din retragerile din exploatare ale echipamentelor din zona Dobrogea, dar și din axele către zonele limitrofe, atât către zona București, cât și către Moldova, cuprind în setul de condiționări de regim, măsuri de limitare (reducere) a producției CEE. Limitările (reducerile) pot fi 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 liniile 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)	$P_{g \text{ CEE}}$ / Excedent maxim al zonelor cu limitare preventivă
LEA 400 kV Brașov – Gutinaș	<i>confidențial</i>	<i>confidențial</i>
LEA 400 kV Gutinaș – Smârdan	<i>confidențial</i>	<i>confidențial</i>
LEA 400 kV Lacu Sărat – Gura Ialomiței	<i>confidențial</i>	<i>confidențial</i>
LEA 400 kV Gura Ialomiței – Cernavoda, circ.1 (circ.2)	<i>confidențial</i>	<i>confidențial</i>
LEA 400 kV București Sud – Gura Ialomiței	<i>confidențial</i>	<i>confidențial</i>
LEA 400 kV București Sud – Pelicanu	<i>confidențial</i>	<i>confidențial</i>
LEA 400 kV Pelicanu – Cernavodă	<i>confidențial</i>	<i>confidențial</i>
LEA 400 kV Domnești – București Sud	<i>confidențial</i>	<i>confidențial</i>

LEA 400 kV Constanța Nord – Cernavodă	<i>confidențial</i>	<i>confidențial</i>
LEA 400 kV Tulcea Vest – Isaccea	<i>confidențial</i>	<i>confidențial</i>
LEA 400 kV Tulcea Vest –Tariverde	<i>confidențial</i>	<i>confidențial</i>
LEA 400 kV Medgidia Sud – Cernavodă	<i>confidențial</i>	<i>confidențial</i>
LEA 400 kV Constanța Nord – Tariverde	<i>confidențial</i>	<i>confidențial</i>
LEA 400 kV Slatina – București Sud	<i>confidențial</i>	<i>confidențial</i>
LEA 400 kV Dârste – Brazi Vest	<i>confidențial</i>	<i>confidențial</i>
LEA 400 kV Dârste – Brașov	<i>confidențial</i>	<i>confidențial</i>
LEA 400 kV Isaccea - Vulcănești	<i>confidențial</i>	<i>confidențial</i>
LEA 220 kV Barboși – Focșani Vest	<i>confidențial</i>	<i>confidențial</i>
LEA 220 kV Lacu Sărat – Barboși – derivație Filești	<i>confidențial</i>	<i>confidențial</i>

6.3. Managementul congestiilor

confidențial

6.4. Condiționări de regim

confidențial

6.5. Capacitatea disponibilă pentru comerțul transfrontalier în anul 2021

6.5.1. Determinarea capacității disponibile pentru comerțul transfrontalier în anul 2021 cu luarea în considerare a schimburilor cu țările non-UE conduce la următoarele rezultate:

- Pentru 16% din timp, MACZT are valori sub 20%;
- Pentru 67% din timp, MACZT are valori cuprinse între 20% și 50%;
- Pentru 16% din timp, MACZT are valori cuprinse între 50% și 70%;
- Pentru 1% din timp, MACZT are valori cuprinse între 50% și 70%.

6.5.2. Determinarea capacității disponibile pentru comerțul transfrontalier în anul 2021 fără luarea în considerare a schimburilor cu țările non-UE conduce la următoarele rezultate:

- Pentru 7% din timp, MACZT are valori sub 20%;
- Pentru 73% din timp, MACZT are valori cuprinse între 20% și 50%;
- Pentru 20% din timp, MACZT are valori cuprinse între 50% și 70%.

6.5.3. Valoarea medie a MACZT pentru anul 2021 a fost de aproximativ 39,6% din capacitatea de transport fără considerarea țărilor non-UE și de 35,4% cu luarea în considerare a țărilor non-UE.

6.6. Capacitatea de racordare pentru noi unități de producție

6.6.1. Capacitatea totală de racordare pentru noi unități de producție de energie electrică care poate fi preluată de RET fără întăriri este de 10400 MW;

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

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

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

6.6.4. 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.

6.7. Concluzii privind stabilitatea statică

Se vor respecta puterile admisibile în secțiunile caracteristice ale SEN.

Pentru a crește puterile admisibile în secțiunile S1, S2, S4 este necesară punerea în funcțiune a LEA 400 kV Porțile de Fier – Reșița, reconducătorarea axului LEA 220 kV Urechești – Târgu Jiu Nord – Paroșeni – Baru Mare – Hășdat, reconducătorarea LEA 220 kV Stejaru – Gheorgheni.

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 LEA 400 kV dublu circuit Cernavodă – Stâlp cu un circuit intrare/ieșire în stația Gura Ialomiței, 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.

6.8. Concluzii privind stabilitatea tranzitorie

confidențial

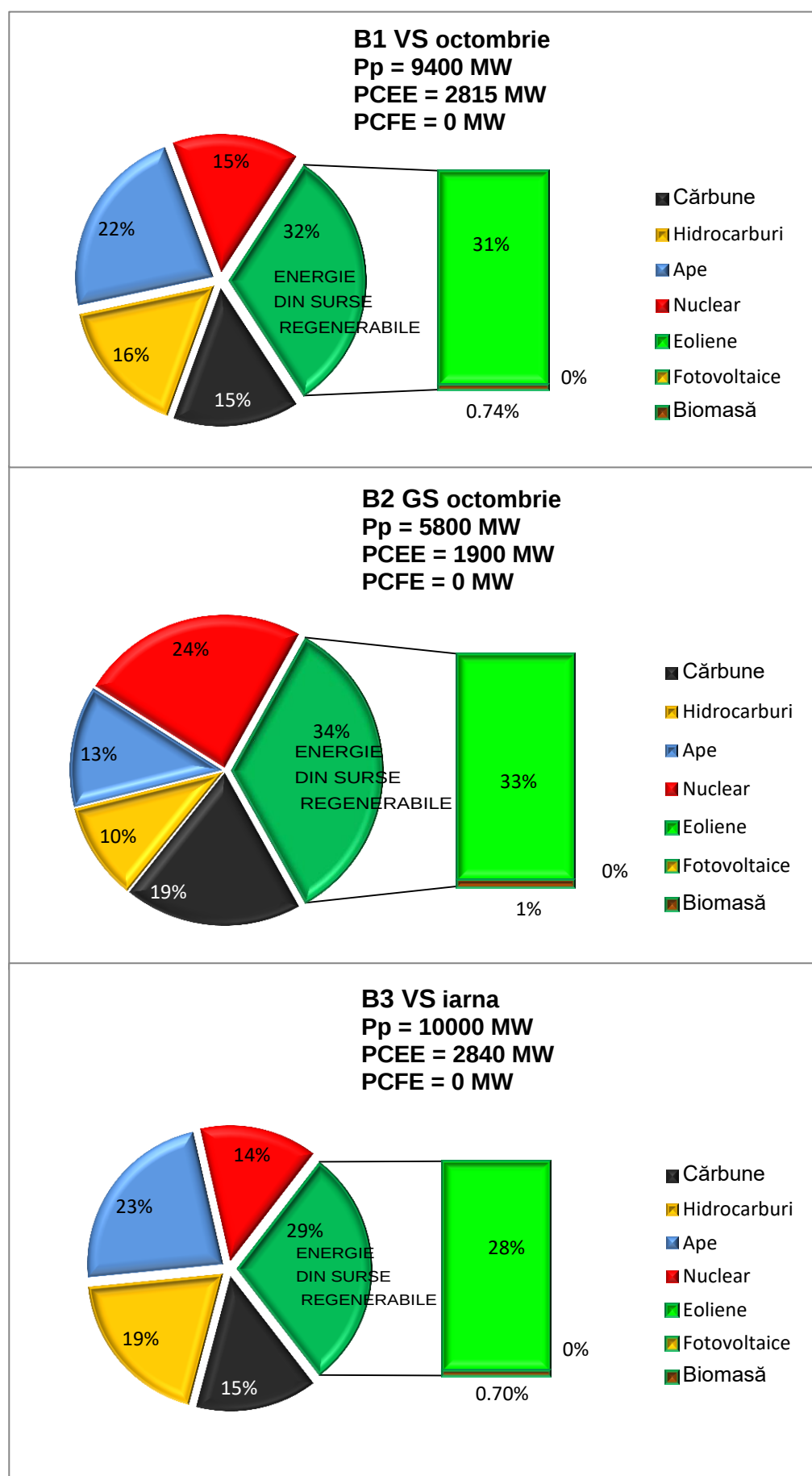
6.9. Concluzii generale

Este necesară urgentarea realizării unora*) dintre obiectivele investiționale incluse în Planul de Dezvoltare a RET 2020 – 2029, în corelare cu rezultatele studiului „Planificarea operațională a funcționării SEN în iarna 2022 – 2023”:

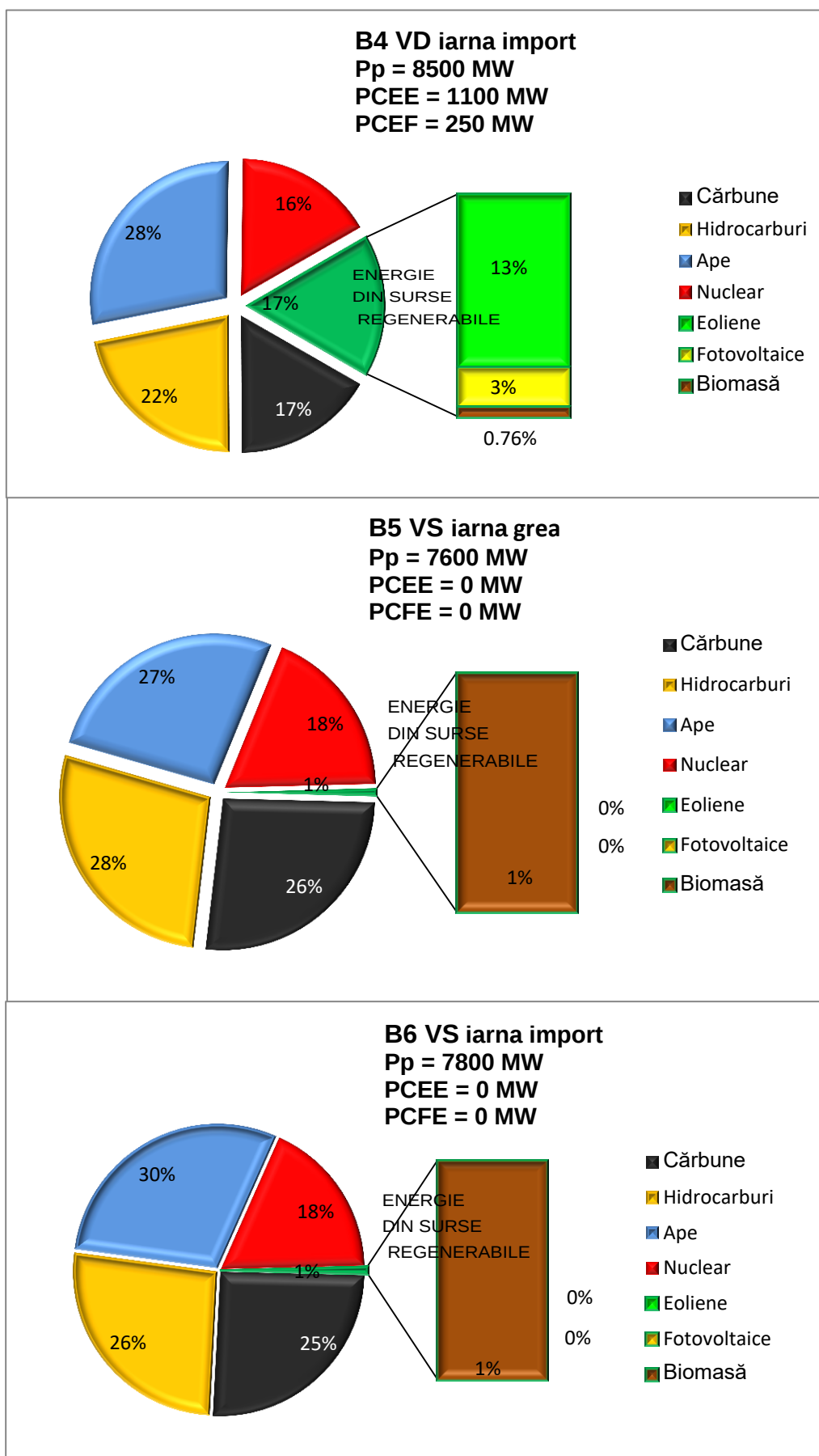
- Finalizarea rețehnologizării stației 400 kV Medgidia Sud și racordarea LEA 400 kV de interconexiune cu BG din această zonă în stația 400/110 kV Medgidia Sud;
- Punerea în funcțiune a LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș d.c. (1 c.e.);
- Punerea în funcțiune a LEA 400 kV dublu circuit Cernavodă – Stâlp, cu un circuit intrare/ieșire în stația Gura Ialomiței;
- Trecerea la 400 kV a axului Brazi Vest – Teleajen – Stâlp;
- Punerea în funcțiune a LEA 400 kV Porțile de Fier – Reșița;
- Punerea în funcțiune a celui de-al doilea AT 400 MVA, 400/220 kV Brazi Vest;
- Punerea în funcțiune a celui de-al doilea AT 400 MVA, 400/220 kV Roșiori;
- Punerea în funcțiune a unei stații de injecție în centrul de consum al Municipiului București.

*) Studiul „Planificarea operațională a funcționării SEN în iarna 2022 – 2023” 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 2021 – 2022” se referă la planificarea operațională a funcționării SEN la nivel semestrial.

Structura pe resurse a producției brute din SEN în iarna 2022-2023 (valori procentuale)

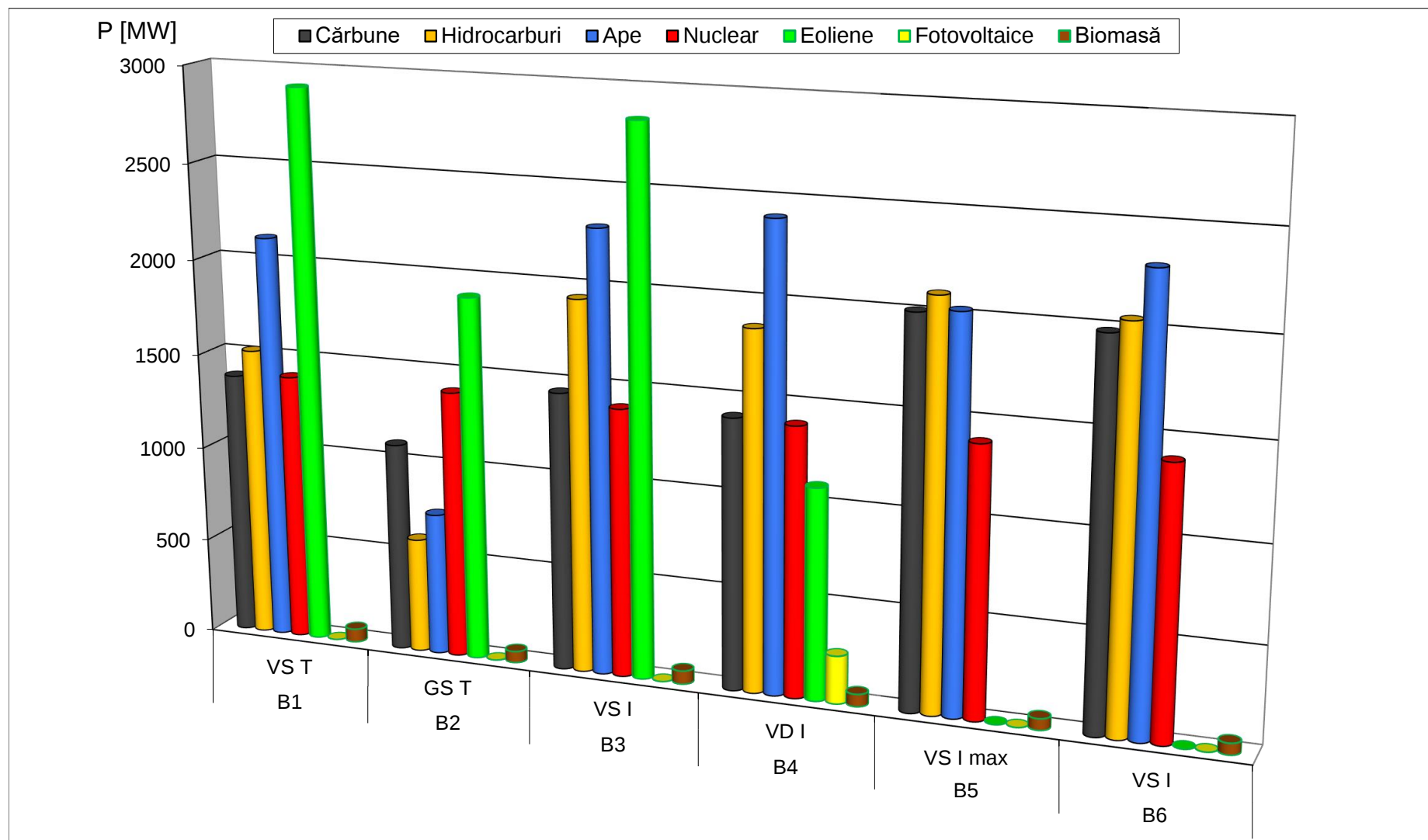


Structura pe resurse a producției brute din SEN în iarna 2022-2023 (valori procentuale)



Structura pe resurse a producției brute din SEN pentru iarna 2022 - 2023
(valori absolute)

ANEXA 2.7.3.



Anexa 3.11. Valori NTC ferme pentru luna octombrie 2022

Valorile NTC fiabile pe granițele României în octombrie **2022** licitații lunare

NTC	1-2.10	3-5.10	6-7.10	8-9.10	10-14.10	15-16.10	17-21.10	22-23.10	24-28.10	29-30.10	31.10
RO=>HU	800										
HU=>RO	1000					800		1000	800	1000	800
RO =>RS	400			450	400			450	400	450	
RS =>RO	700					500		700	500	700	500
RO=>BG	1250										
BG=>RO	1600					1350		1600	1350	1600	1350
RO=>UA	0										
UA=>RO	0										
RO export	2450			2500	2450			2500	2450	2500	
RO import	3300					2650		3300	2650	3300	2650

a-JAO
a-JAO

a
a

a
a

a
a

a-JAO

a-JAO

a

a

a

a

a

a

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