



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

www.transelectrica.ro

[illegible]

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 vara 2022	5
2.2. Consumuri înregistrate în vara 2022.....	7
2.3. Valori de capacități nete de transfer	10
2.4. Evoluția necesarului de energie electrică în vara 2023	11
2.5. Consumul intern brut mediu lunar prognozat pentru vara 2023	14
2.6. Capacități de producție	15
2.7. Balanțe de puteri	15
2.8. Servicii tehnologice de sistem	17
3. REGIMURI STAȚIONARE DE FUNCȚIONARE A SEN.....	18
3.1. Schema de calcul	18
3.2. Variante de regimuri analizate	21
3.3. Analiza regimurilor de funcționare în schema N.....	21
3.3.1. Prezentarea CEE modelate	22
3.3.2. Prezentarea CEF modelate	23
3.3.3. Schema cu N elemente în funcțiune	23
A. Circulații de putere	23
B. Nivelul de tensiune și stabilirea domeniului de variație al tensiunii	25
C. Consumul propriu tehnologic	26
D. Verificarea criteriului de siguranță (N – 1)	27
3.3.4. Analiza regimurilor de funcționare în scheme cu retrageri	37
3.3.5. Analiză comparativă între regimurile analizate.....	38
3.3.6. Identificarea regimurilor optime de funcționare cu 2, 3 sau 4 circuite între stația 400 kV Cernavodă și stația 400 kV Gura Ialomiței.....	38
3.4. Managementul congestiilor.....	42
3.5. Capacități nete de schimb ale SEN (NTC).....	42
3.5.1. Valori NTC sezoniere maxime negarantate	42
3.5.2. Valori NTC lunare/ sublunare ferme.....	44
3.6. Capacitatea disponibilă pentru comerțul transfrontalier în anul 2022	45
3.7. Capacitatea de racordare disponibilă pentru noi unități de producție	49
4. VERIFICAREA STABILITĂȚII STATICE	53
4.1 Secțiunea S1	53
4.2. Secțiunea S2.....	54
4.3. Secțiunea S3.....	55
4.5. Secțiunea S5.....	57
4.6. Secțiunea S6.....	59
5. VERIFICAREA STABILITĂȚII TRANZITORII.....	62
5.1. Verificarea stabilității tranzitorii a zonei Cernavodă.....	62
5.2. Verificarea stabilității zonei Porțile de Fier și a interconexiunii	62
6. CONCLUZII ȘI PROPUNERI DE MĂSURI	63
6.1. Propuneri pentru schema normală de funcționare	63
6.2. Concluzii privind regimurile staționare	66
6.3. Managementul congestiilor.....	69
6.4. Condiționări de regim	70
6.5. Capacitatea de racordare pentru noi unități de producție.....	70
6.6. Concluzii privind stabilitatea statică	70
6.7. Concluzii privind stabilitatea tranzitorie.....	70
6.8. Concluzii generale.....	70

ANEXE:

1.1	<i>confidențial</i>
1.2	<i>confidențial</i>
2.7.1	<i>confidențial</i>
2.7.2 – 2.7.3	Structura pe resurse a producției brute din SEN
2.8.1	<i>confidențial</i>
3.3	<i>confidențial</i>
3.4.1.1	<i>confidențial</i>
3.4.1.2	<i>confidențial</i>
3.4.1.3	<i>confidențial</i>
3.4.1.4	<i>confidențial</i>
3.6	<i>confidențial</i>
3.7	<i>confidențial</i>
3.8	<i>confidențial</i>
3.9	<i>confidențial</i>
3.10	<i>confidențial</i>
3.11	Valori NTC ferme pentru luna aprilie 2023
3.12	<i>confidențial</i>
4.1	<i>confidențial</i>
4.2	<i>confidențial</i>
4.3	<i>confidențial</i>
4.4.1-4.4.3	<i>confidențial</i>
4.5.1-4.5.3	<i>confidențial</i>
4.6.1-4.6.2	<i>confidențial</i>
5.1	<i>confidențial</i>
5.2	<i>confidențial</i>
6.1	<i>confidențial</i>
6.2	<i>confidențial</i>

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 vară 2023 (01 aprilie 2023 – 30 septembrie 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. 370/ 2022.

La elaborarea studiului s-a ținut cont de:

- Programul anual de retrageri echipamente din RET pentru anul 2023 (inclusiv linii de interconexiune);
- Programul anual de retrageri grupuri pentru anul 2023;
- Informațiile primite de la Operatorii de Distribuție referitoare la consumatori (evoluție consum, puneri în funcțiune a unor stații noi în RED);
- Investițiile din RET sau RED în curs de derulare, ce urmează să fie puse în funcțiune în perioada analizată.

Calcululele s-au realizat ținând cont de nivelurile de consum, balanțele de producție și valorile soldului prognozate pentru perioada de timp considerată.

S-a considerat pentru perioada de vară o balanță de puteri cu o producție la vârf de 8500 MW, care acoperă un consum intern de 7500 MW la vârful mediu de sarcină și un sold de export de 1000 MW, considerând o funcționare fără insule de consum. S-au luat în considerare și situații cu producție maximă în CEE și export, cât și varianta cu producție zero în CEE și sold de import pentru consum intern de vârf de sarcină mediu și maxim. 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 vara 2022

Înregistrarea valorilor consumului intern brut pentru palierale caracteristice de funcționare în vara 2022 s-a realizat în ziua de miercuri, 27 iulie 2022, (pentru vârful de dimineață, vârful de seară și golul de noapte) și noaptea de 24 – 25 iulie (pentru golul de sărbătoare).

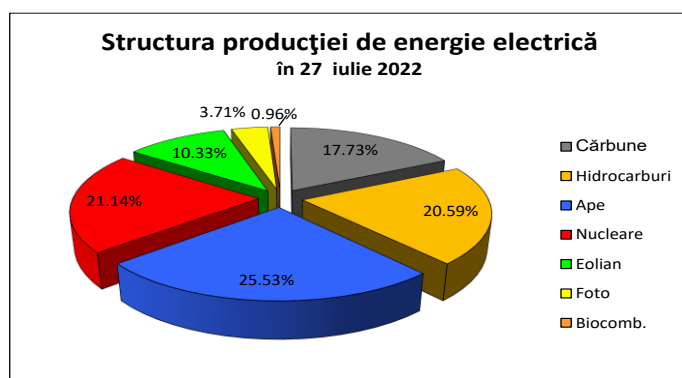
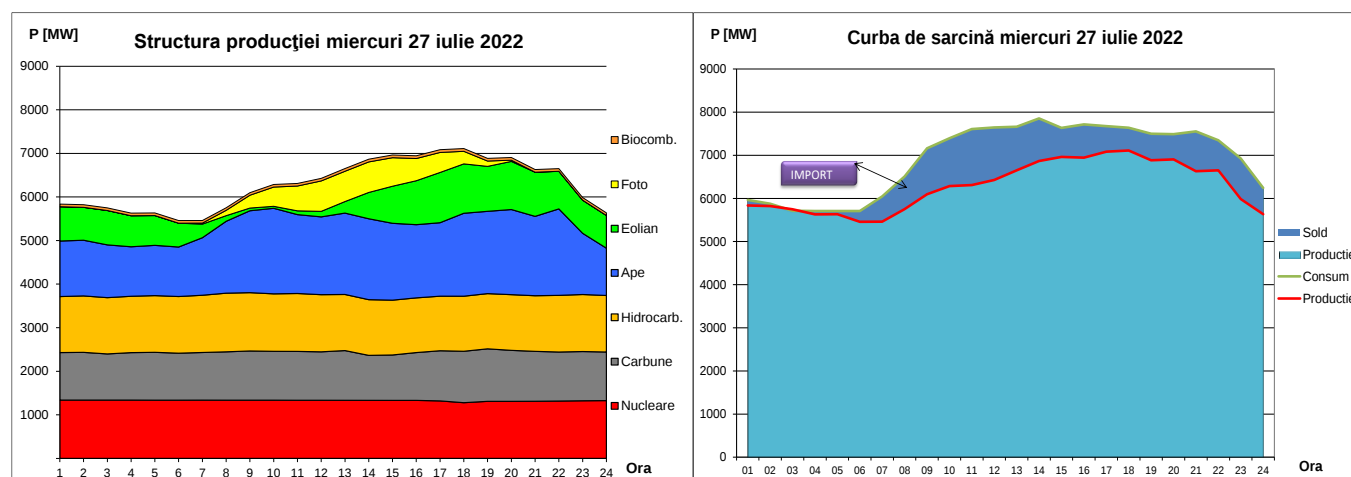
Valorile consumurilor înregistrate pe ansamblul SEN la palierale caracteristice în această zi au fost:

27 iulie 2022

- vârful de dimineață: 7854 MW, ora 14
- vârful de seară: 7348 MW, ora 22 (7637 MW ora 18)
- golul de noapte: 5707 MW, ora 04

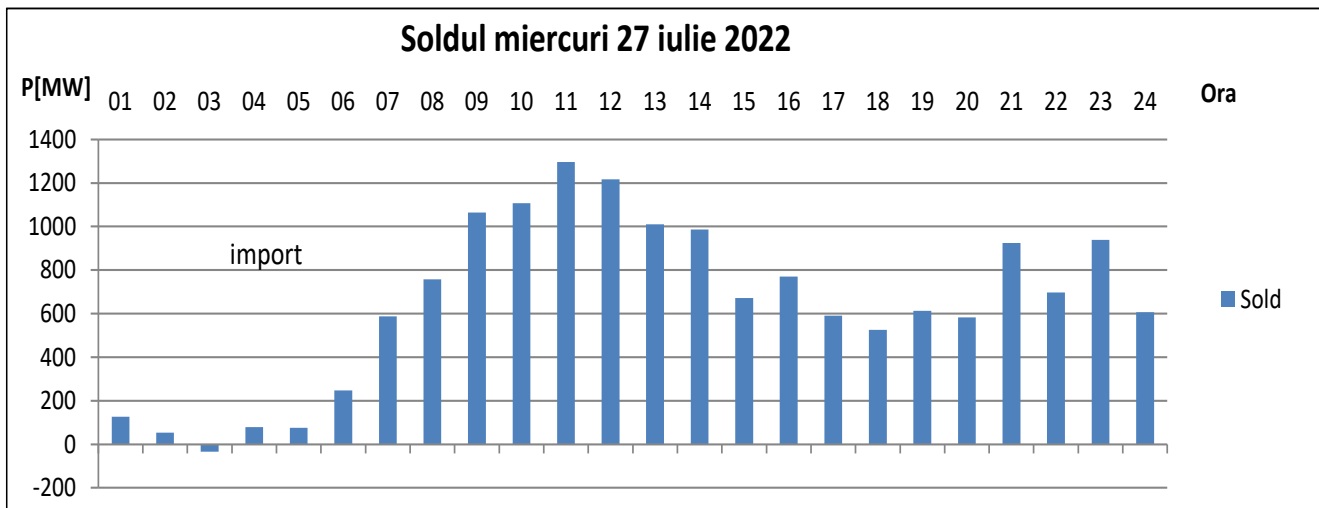
25 iulie 2022

- golul de sărbătoare: 5082 MW, ora 04 .

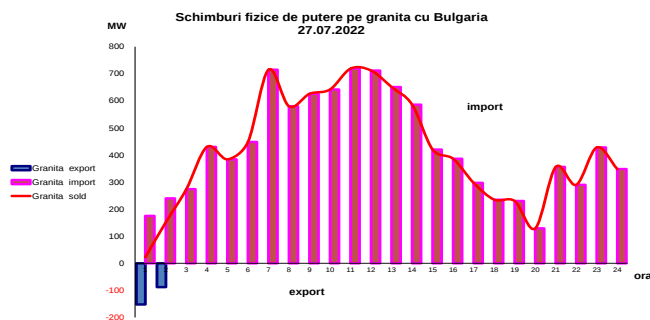
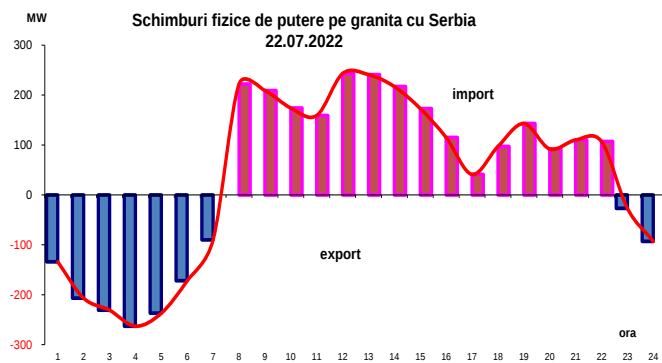
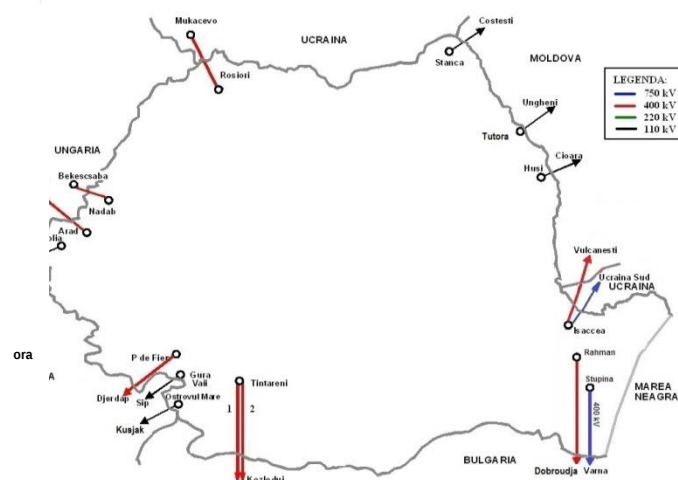
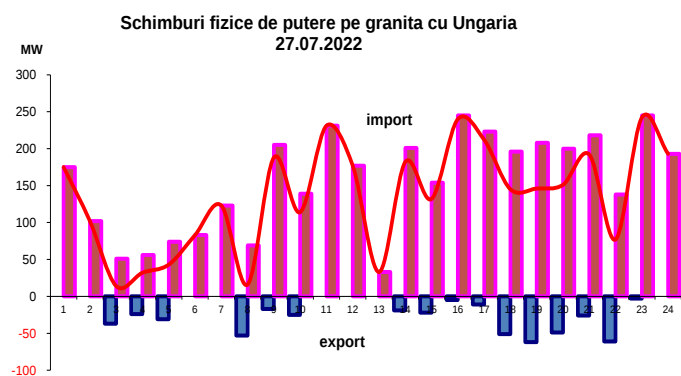
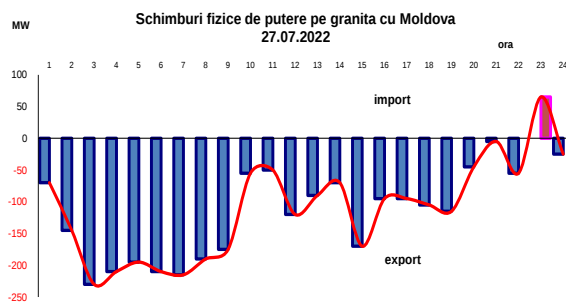
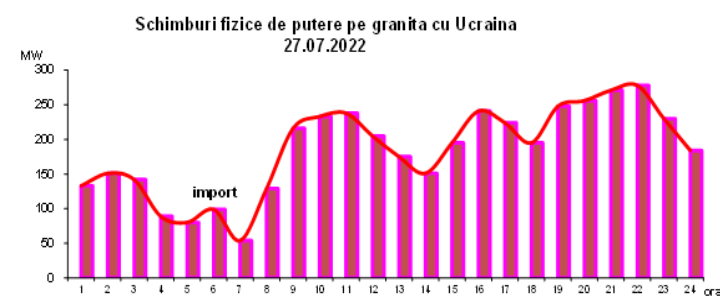


Structura producției [MWh/h,%]	Cărbune	1114	17.73%
	Hidrocarburi	1294	20.59%
	Ape	1604	25.53%
	Nucleare	1328	21.14%
	Eolian	649	10.33%
	Foto	233	3.71%
	Biocomb.	61	0.96%
Total producție		6283	100%

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



Schimburi fizice pe granițe în ziua caracteristică de vară – 27 iulie 2022



2.2. Consumuri înregistrate în vara 2022

În general, consumul de energie electrică într-o anumită perioadă de timp este influențat de condițiile naturale (meteorologice: temperaturi și precipitații) și de activitatea oamenilor (contextul politic, financiar și comercial al perioadei).

Din punct de vedere al condițiilor meteorologice, vara 2022 a fost o vară caldă și secetoasă, cu excepția lunilor de primăvară (aprilie) și de toamnă (septembrie) când, prin comparație cu temperatura medie lunară multianuală, valorile înregistrate în lunile de primăvară/toamnă au fost mai scăzute, în timp ce valorile înregistrate în lunile mai – august au fost mai ridicate.

Temperatura medie a lunii aprilie a fost apropiată de valoarea medie multianuală, dar mai mare decât în anul anterior (2021, când s-au înregistrat valori mult scăzute față de normă).

Vara 2022 s-a caracterizat prin precipitații reduse în lunile mai, iunie, iulie, ceea ce a condus la reducerea debitelor pe râuri, deci și a nivelului în amenajările hidroenergetice și în special a debitului pe Dunăre.

În luna iulie 2022, temperatura medie a aerului a avut valori mai ridicate decât cele normale pe întreg teritoriul țării, iar în majoritatea regiunilor abaterile au fost foarte mari. Astfel, temperatura medie la nivel național, de 21,9°C, s-a situat pe locul al șaselea în ierarhia celor mai ridicate temperaturi medii la nivel național, începând din anul 1961 și până în prezent, la egalitate cu anul 1987.

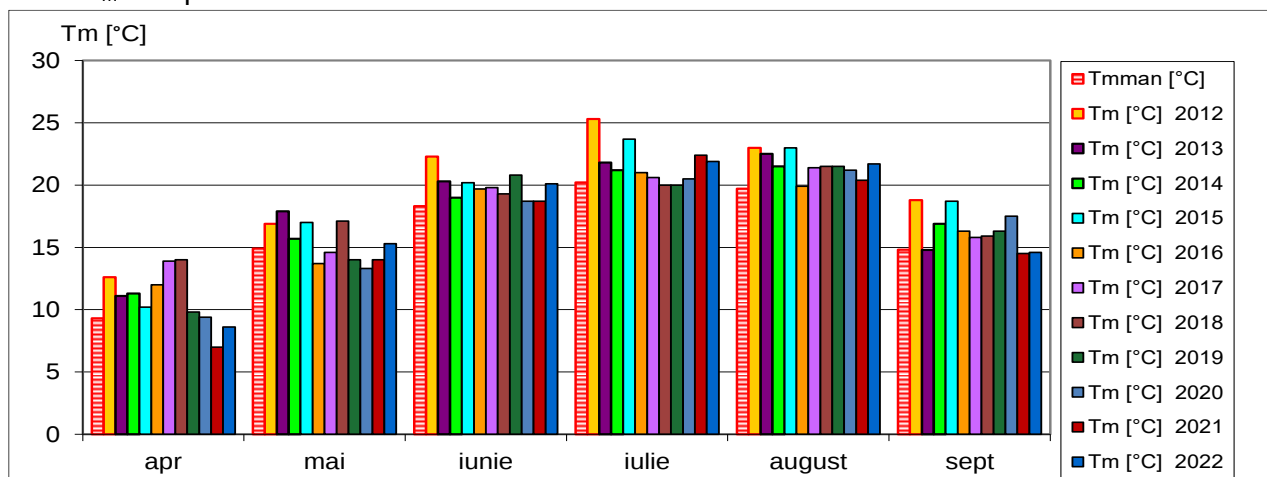
Cantitățile totale de precipitații au fost mai mici decât cele normale în zona Moldova, cea mai mare parte a zonelor Muntenia, Crișana și Maramureș, vestul, centrul și sudul Transilvaniei, local în Dobrogea și izolat în Banat. În rest, precipitațiile s-au încadrat în limite normale, iar pe suprafețe mici au fost mai mari decât cele normale. Este important de menționat că și acolo unde au fost cantități totale de precipitații normale sau mai mari decât cele normale, acestea s-au acumulat în perioade foarte scurte de timp, astfel că și în aceste zone au existat intervale lungi de secetă.

Temperatura maximă a perioadei s-a înregistrat în iulie în sudul extrem al țării la Calafat și a fost de 42°C în ziua de 23 iulie și de 39°C în zilele de 6, 18, 19 august. Indicele temperatură - umezeală a atins și depășit pragul critic frecvent pe durata lunilor iulie și august. În luna august s-au înregistrat ploi abundente în Transilvania și la munte, cantitatea totală maximă de precipitații a fost de 318 l/mp la Horezu, 1550 m altitudine.

Luna	Tm _{man} [°C]	Tm [°C] 2012	Tm [°C] 2013	Tm [°C] 2014	Tm [°C] 2015	Tm [°C] 2016	Tm [°C] 2017	Tm [°C] 2018	Tm [°C] 2019	Tm [°C] 2020	Tm [°C] 2021	Tm [°C] 2022
apr	9.3	12.6	11.1	11.3	10.2	12.0	13.9	14.0	9.8	9.4	7	8.6
mai	14.9	16.9	17.9	15.7	17.0	13.7	14.6	17.1	14.0	13.3	14	15.3
iunie	18.3	22.3	20.3	19	20.2	19.7	19.8	19.3	20.8	18.7	18.7	20.1
iulie	20.2	25.3	21.8	21.2	23.7	21.0	20.6	20.0	20.0	20.5	22.4	21.9
august	19.7	23.0	22.5	21.5	23.0	19.9	21.4	21.5	21.5	21.2	20.4	21.7
sept	14.8	18.8	14.8	16.9	18.7	16.3	15.8	15.9	16.3	17.5	14.5	14.6

Tm- temperatura medie lunară

Tm_m- temperatura medie lunară multianuală



Din punct de vedere social, anul 2022 a fost marcat de sfârșitul pandemiei de COVID – 19 și revenirea la modul normal de viață și de activitate, dar și de începutul războiului din Ucraina. Declanșarea acestui conflict a avut ca efect creșterea prețurilor combustibililor la nivel planetar, fapt care s-a resimțit în toate domeniile atât economice, cât și sociale. Direct afectat a fost și prețul energiei electrice. În acest context de criză s-a accentuat importanța resurselor regenerabile și nevoia de a crește ponderea lor în coșul energetic. Pe lângă intensificarea dezvoltării de proiecte privind producția utilizând RES, s-au căutat și soluții de economisire a energiei electrice și termice, a crescut numărul de prosumatori prin introducerea de tehnologii noi în construcții (instalarea de panouri fotovoltaice pe acoperișurile halelor, introducerea becurilor economice, schimbarea electrocasnicelor cu unele noi cu consum redus etc.).

Impactul maxim al creșterii prețului la energie electrică a fost asupra marilor consumatori, respectiv industria siderurgică. De exemplu, în România, cel mai mare consumator, ALRO Slatina, și-a redus consumul de la 290 MW (cât consuma la începutul anului) la 100 MW (la sfârșitul anului).

Tabelul 2.2.1 Consumuri înregistrate în vara 2022

[MW]

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

VD – Vârf de dimineață,

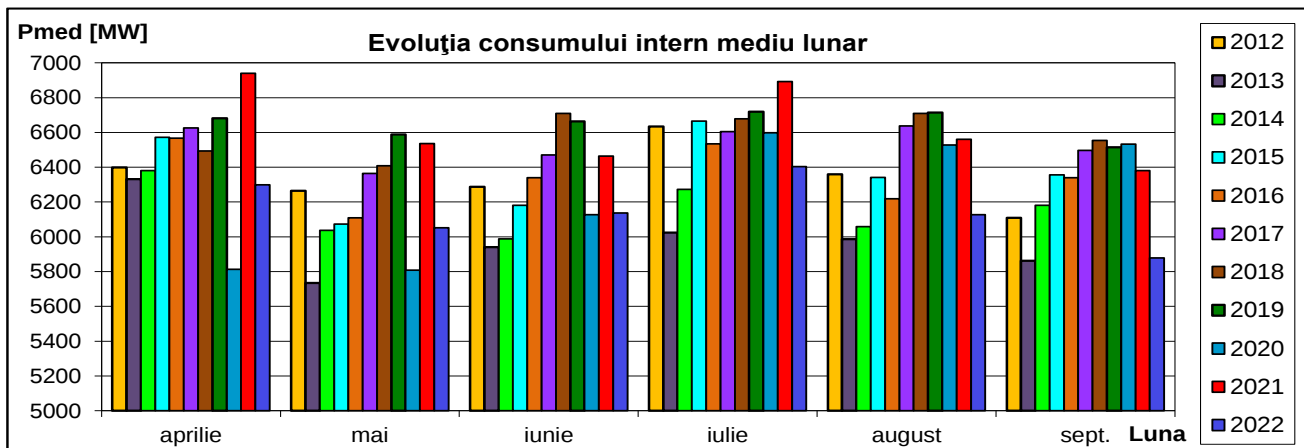
VS – Vârf de seară,

GS – Gol de noapte de sărbătoare.

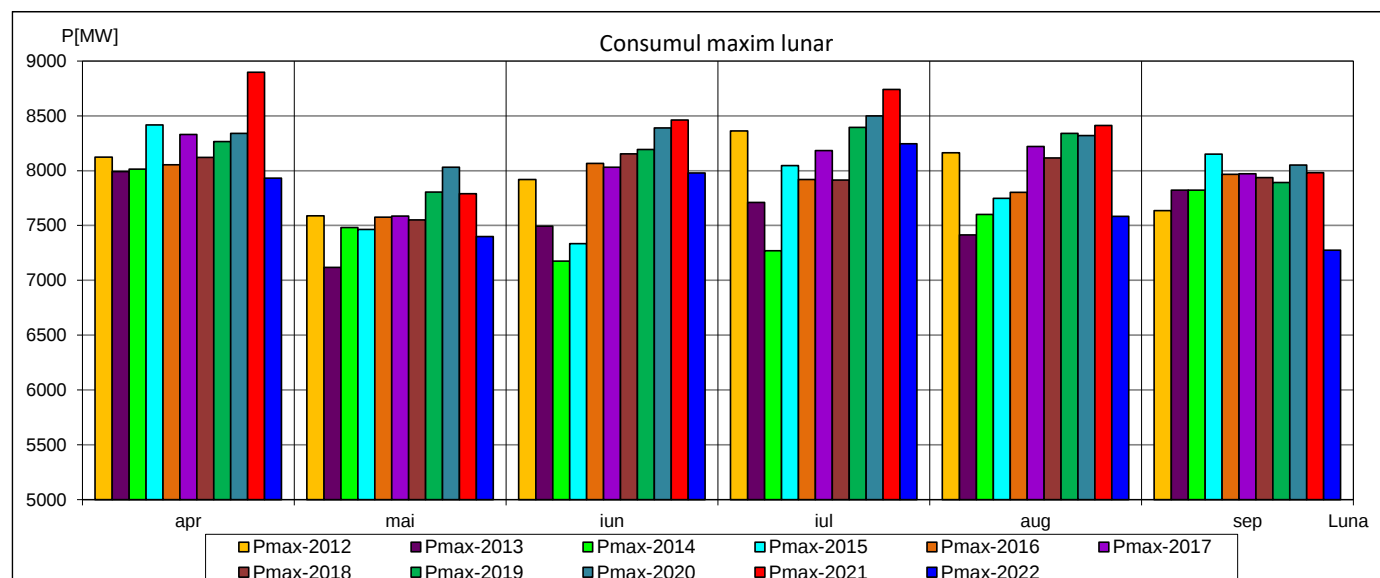
Consumul de energie electrică în vara 2022 a fost marcat de două tendințe contrare: o tendință de creștere datorată reluării activităților oprite pe perioada pandemiei de COVID – 19 și o tendință de reducere a consumului datorată exploziei prețurilor la energie. Evoluția valorilor consumului mediu lunar din cele 6 luni ale sezonului de vară din deceniul 2012 – 2022 este prezentată în graficul de mai jos:

Consum intern brut mediu lunar [MW]

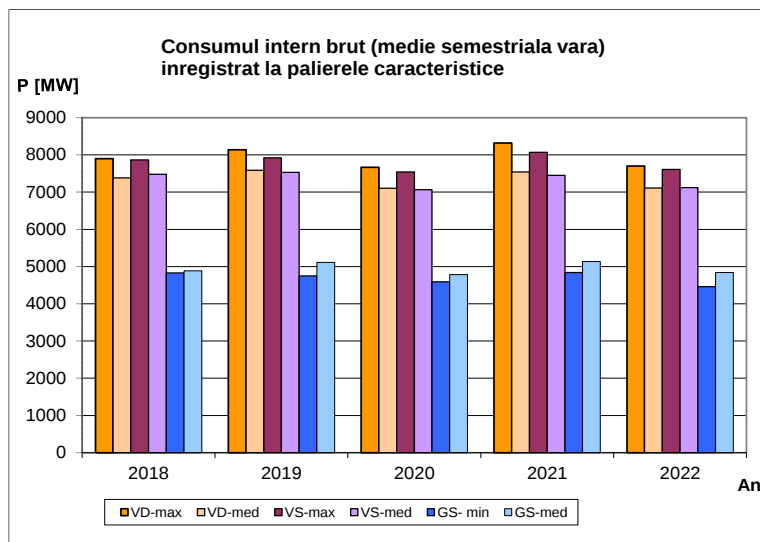
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
aprilie	6398	6332	6381	6572	6567	6626	6493	6681	5813	6940	6299
mai	6265	5735	6038	6073	6110	6365	6409	6589	5808	6536	6052
iunie	6287	5940	5988	6181	6340	6471	6710	6664	6128	6464	6137
iulie	6635	6024	6273	6665	6535	6605	6679	6719	6598	6893	6403
august	6359	5987	6059	6341	6219	6637	6710	6715	6528	6560	6127
sept.	6110	5863	6181	6356	6340	6496	6554	6515	6532	6381	5878



Valoarea maximă ale consumului intern brut în aceste condiții a fost de 8245 MW, înregistrată în luna iulie în data de 5 iulie în intervalul orar 13 – 14. Valoarea minimă a consumului a fost de 4053 MW și s-a înregistrat în noaptea de duminică spre luni 5 septembrie, înainte de prima zi de școală. Deși temperaturile maxime s-au înregistrat în ultima decadă a lunii iulie și prima decadă a lunii august, consumul maxim are o valoare redusă în luna august, ceea ce indică faptul că luna august a redevenit principala lună de concedii.

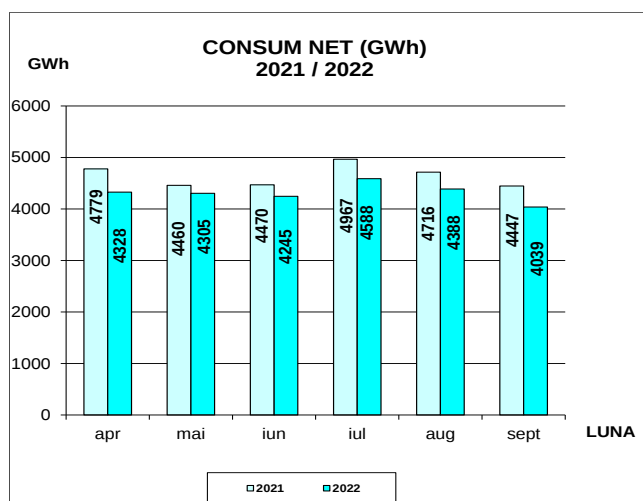
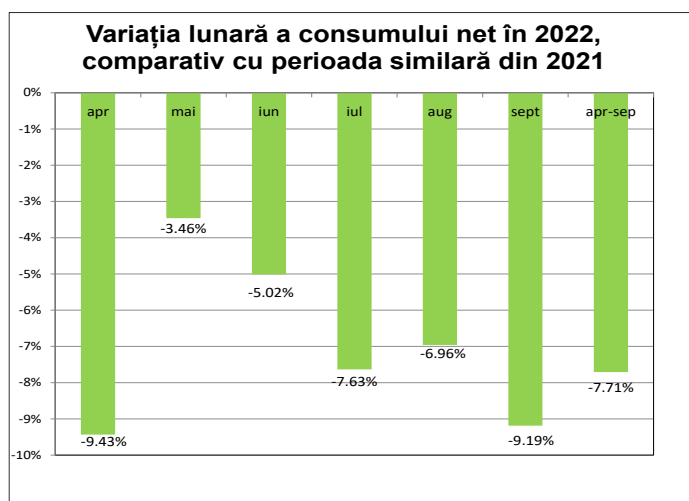


Profilul curbei de sarcină din vara 2022 se caracterizează prin creșterea consumului la vârful de seară (VS) în comparație cu consumul la vârful de dimineață (VD), astfel încât aceste paliere devin aproape egale.



anul \	VD-max	VD-med	VS-max	VS-med	GS-min	GS-med
2018	7901	7380	7862	7480	4826	4884
2019	8135	7587	7919	7527	4749	5112
2020	7668	7104	7543	7062	4590	4782
2021	8319	7542	8070	7451	4839	5136
2022	7699	7112	7609	7122	4461	4840

În concluzie, consumul verii 2022 a fost atipic și, deși a scăzut cantitativ, nu exprimă neapărat o scădere economică, ci mai curând o reorientare a activităților de antreprenariat, către economia eco-friendly, către sustenabilitate, renunțarea la activitățile energofage. O altă cauză socială, ar putea fi reluarea liberei circulații a populației odată cu sfârșitul pandemiei de COVID – 19, reîntoarcerea la locurile de muncă sau de studiu din alte țări.



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 până la zi), zilnic (pentru granițele România – Ungaria și România – Bulgaria) și intrazilnic (pentru granița România – Bulgaria).

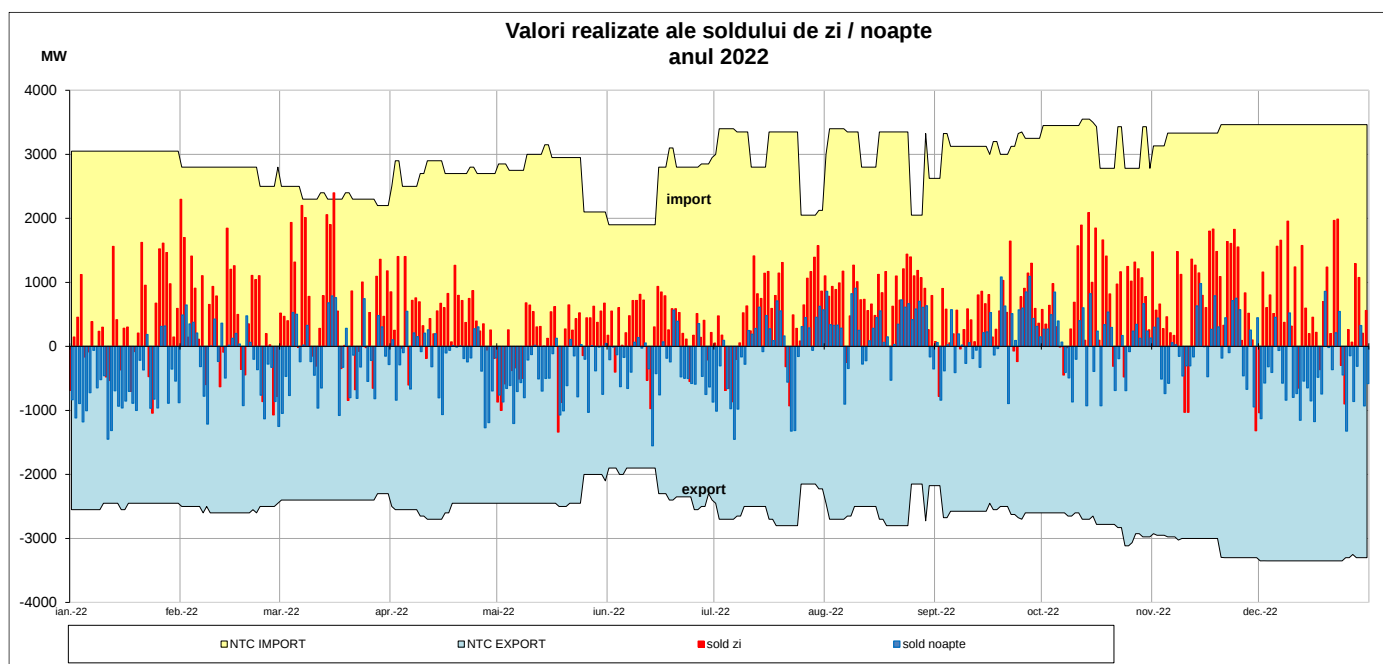
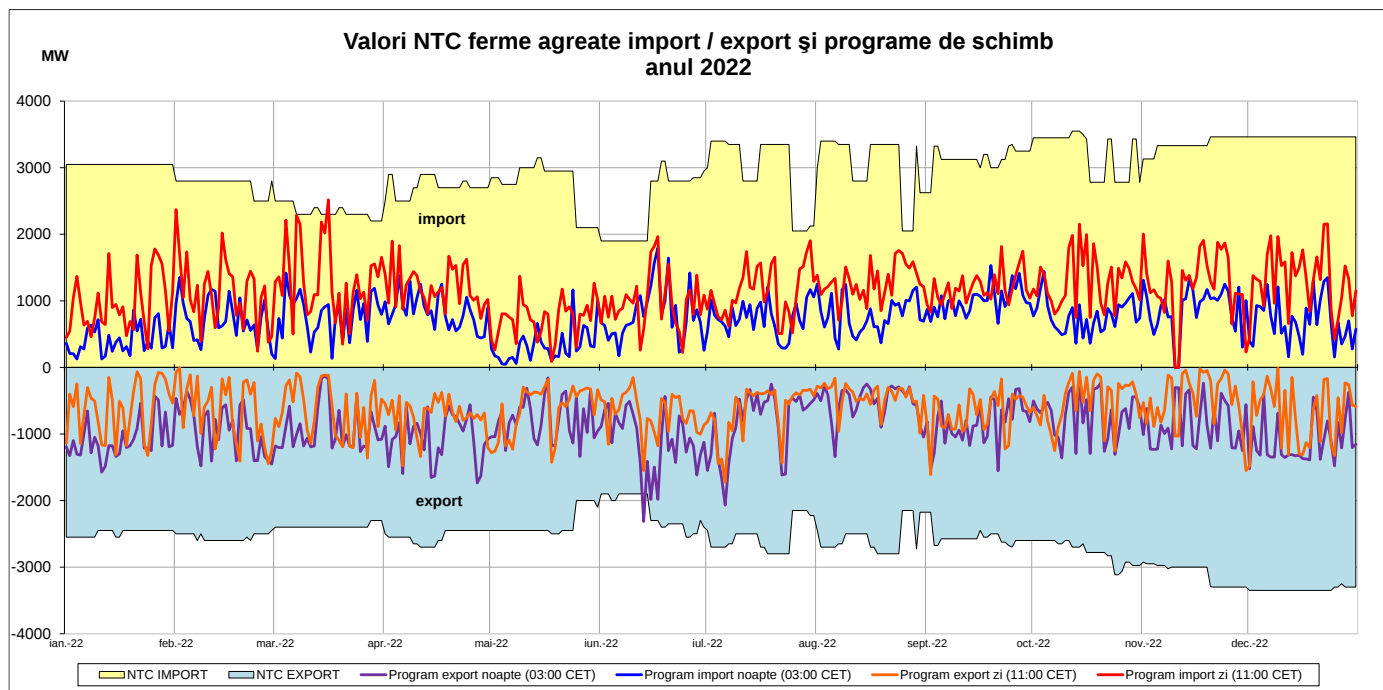
În graficele de mai jos sunt reprezentate pentru perioada aprilie 2022 – septembrie 2022:

- curbele valorilor NTC ferme agreate de import și export 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 NTC la aceste momente reprezentative ale zilei (fig. 2.3.1);
- valorile soldului înregistrat pentru cele două momente ale zilei menționate mai sus: soldul de noapte și de zi (fig. 2.3.2).

Rezultatul soldării graficelor de schimb se încadrează în valorile NTC.

Valorile NTC de export s-au situat în anul 2022 între 3550 MW în luna decembrie și 1900 MW în luna iunie.

Valorile NTC de import s-au situat în anul 2022 între 3550 MW în luna octombrie și 1900 MW în luna iunie.



2.4. Evoluția necesarului de energie electrică în vara 2023

Pentru *evidențierea trendului* de evoluție a consumului intern brut de energie electrică pe termen mediu, corespunzător scenariului de referință, au fost analizate datele istorice macroeconomice și energetice înregistrate în România.

Extrapolarea trendului caracteristic modelului *econometric* ce descrie relațiile dintre evoluția indicatorilor macroeconomici și cererea de energie electrică, trebuie corelată cu influența unor *variabile*, dificil de cuantificat în contextul actual, ce reflectă perspectivele viitoare ale pieței, cum ar fi: creșterea numărului de vehicule electrice, noi consumatori, ajustări structurale în sectoarele utilizatorilor finali, dar și scăderea puterii de cumpărare din România, determinată de creșterea prețurilor / inflației, etc.

Impactul incertitudinilor de ordin național ce se adaugă vulnerabilităților existente pe plan mondial, ca urmare a suprapunerii diverselor șocuri (criza sanitară, criza energetică, conflictul din

Ucraina), variază de la un sector la altul, dar în ceea ce privește economia națională, sursele oficiale estimează o menținere a traiectoriei pozitive a Produsului Intern Brut.

Conform datelor statistice publicate de Institutul Național de Statistică, economia românească a înregistrat o redresare economică de 5,8 % în anul 2021, după criza globală provocată de izbucnirea pandemiei de COVID – 19 în martie 2020, urmată de o creștere de 4,8% în 2022.

Pe zona de consum însă, după creșterea de 4,8% în 2021, anul 2022 a înregistrat o scădere de 7,6% a consumului intern brut de energie electrică, în contextul majorărilor de prețuri la energie, cu efect nefavorabil, atât asupra populației, cât și a industriei, în principal în sectoarele energo-intensive.

Pentru 2023, previziunile Comisiei Naționale de Strategie și Prognoză iau în calcul un ritm anual de creștere a PIB mai moderat, de 2,8%, în timp ce Comisia Europeană prognozează o dinamică economică de 2,5%. Acestei tendințe pozitive a PIB, îi corespunde însă o dinamică negativă a consumului și în cursul anului 2023, evidențiind tendința tot mai accentuată de decuplare a cererii de energie de dinamica activității economice.

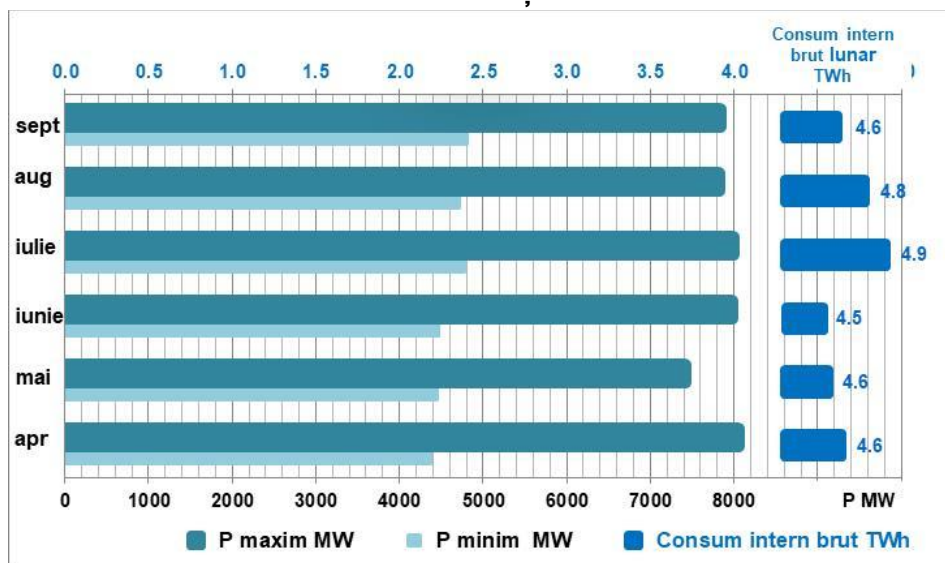
Datele estimate pentru primul trimestru al anului 2023 prefigurează o scădere de cca. 10% a consumului intern brut de energie electrică, comparativ cu aceeași perioadă din 2022 (cu 12,5% scădere în luna ianuarie).

În acest context, scenariul de referință corespunzător evoluției lunare a consumului intern brut de energie electrică în perioada de vară, aprilie – septembrie 2023, este reprezentat în Tabelul 2.1.2.1 și grafic în Figura 2.1.2.1.

**Tabel 2.1.2.1 Evoluția necesarului de energie electrică în vara anului 2023
scenariul de referință**

		Aprilie	Mai	Iunie	Iulie	August	Septembrie
Consum intern brut	GWh	4647	4568	4528	4912	4788	4624
Puteri de gol	MW	4370	4443	4461	4783	4715	4803
Puteri de vârf	MW	8056	7410	7979	7990	7817	7841

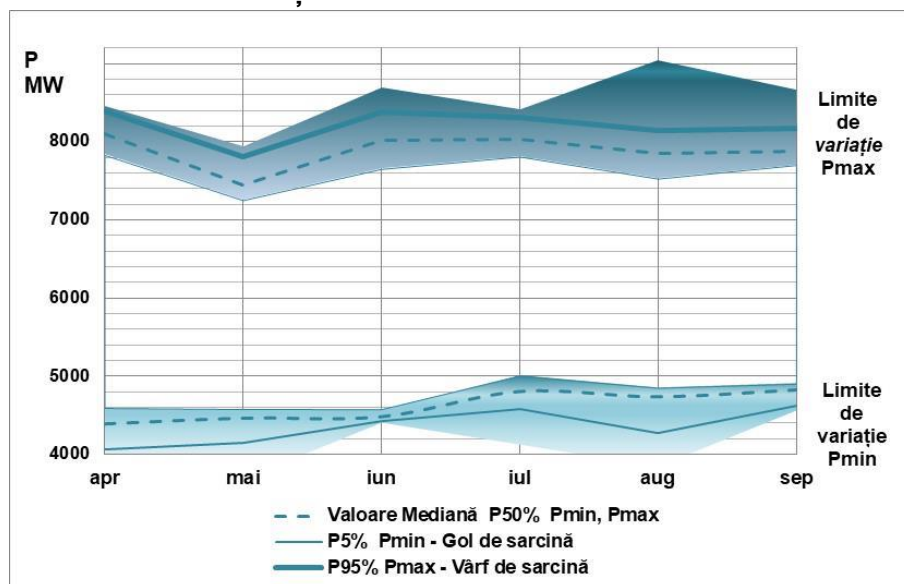
**Figura 2.1.2.1 Evoluția consumului intern brut - valori minime, maxime și total lunar
Scenariul de referință – vara 2023**



Acest scenariu de referință corespunde unui sezon de vară caracterizat de temperaturi exterioare ce se încadrează în limitele de variație descrise de cei 35 de ani cu caracteristici climatice diferite reprezentate în PECD (*Pan European Climate Database*) – Baza de date disponibilă în cadrul ENTSO-E ce încorporează, pentru fiecare țară câte 35 de serii anuale cu valori orare corelate referitoare la temperatura aerului, precipitații, viteza medie a vântului și intensitatea radiației solare.

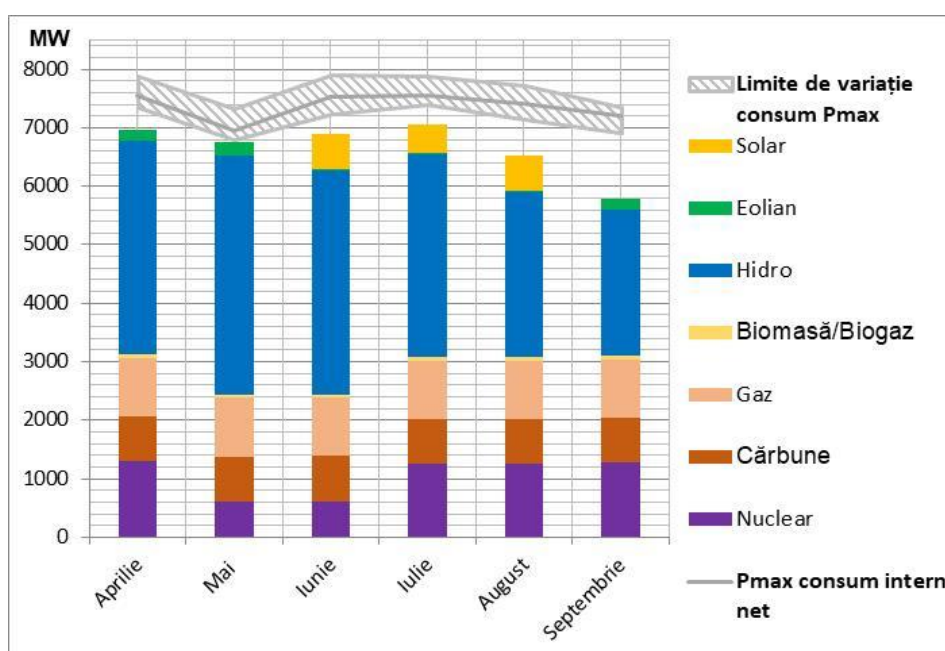
În Figura 2.1.2.2. sunt reprezentate limitele de variație ale valorii consumului intern brut, puteri de vârf și de gol pentru fiecare lună din perioada aprilie – septembrie, respectiv valorile excepționale ale consumului Pmin sau Pmax, ce corespund unor condiții climatice extreme, cu probabilitate de apariție mai mică de 5% (respectiv 1 din cei 35 de ani climatici considerați). Ca urmare, 95% dintre valorile orare ale consumului se încadrează în limitele descrise de P5% (Percentila 5) pentru valorile de gol și de P95% (Percentila 95), corespunzătoare valorilor de vârf de sarcină.

Figura 2.1.2.2. Limitele minime/maxime de variație ale consumului intern brut orar în funcție de condițiile climatice – vara 2023



Situațiile de risc ce pot apărea în SEN în perioada de vară sunt evidențiate în Figura 2.1.2.3, ce prezintă scenariul de participare a diverselor categorii de centrale la acoperirea vârfului de sarcină lunar (valori nete).

Figura 2.1.2.3. Structura producției nete la vârful de sarcină în perioada de vară 2023



Scenariul critic, cu contribuție limitată a surselor volatile SRE la palierul de vârf de consum, a fost determinat pe baza prelucrării valorilor medii orare corespunzătoare celor 35 de ani climatici din PECD,

conform cărora producția centralelor eoliene este minimă în lunile iunie – iulie – august, perioadă în care se poate considera însă o participare a centralelor fotovoltaice. În aceeași perioadă și contribuția centralelor hidroelectrice la vârf se diminuează, în acord cu regimul hidrologic specific țării noastre.

Reducerea semnificativă a puterii nete efectiv disponibile în SEN este influențată de reparațiile planificate la unitatea 2 Cernavodă în perioada 7 mai – 18 iunie și la OMV Brazi în perioada 01 martie – 19 mai. Sezonul de vară este caracterizat și de o producție mai redusă în centralele de termoficare pe gaze (cu ≈ 300 MW), datorată reparațiilor planificate sau lipsei sarcinii termice (grupuri de contrapresiune). Această reducere semnificativă a puterii nete disponibile în SEN poate conduce la o creștere semnificativă a importului de energie electrică în condițiile unei producții reduse în centralele electrice eoliene.

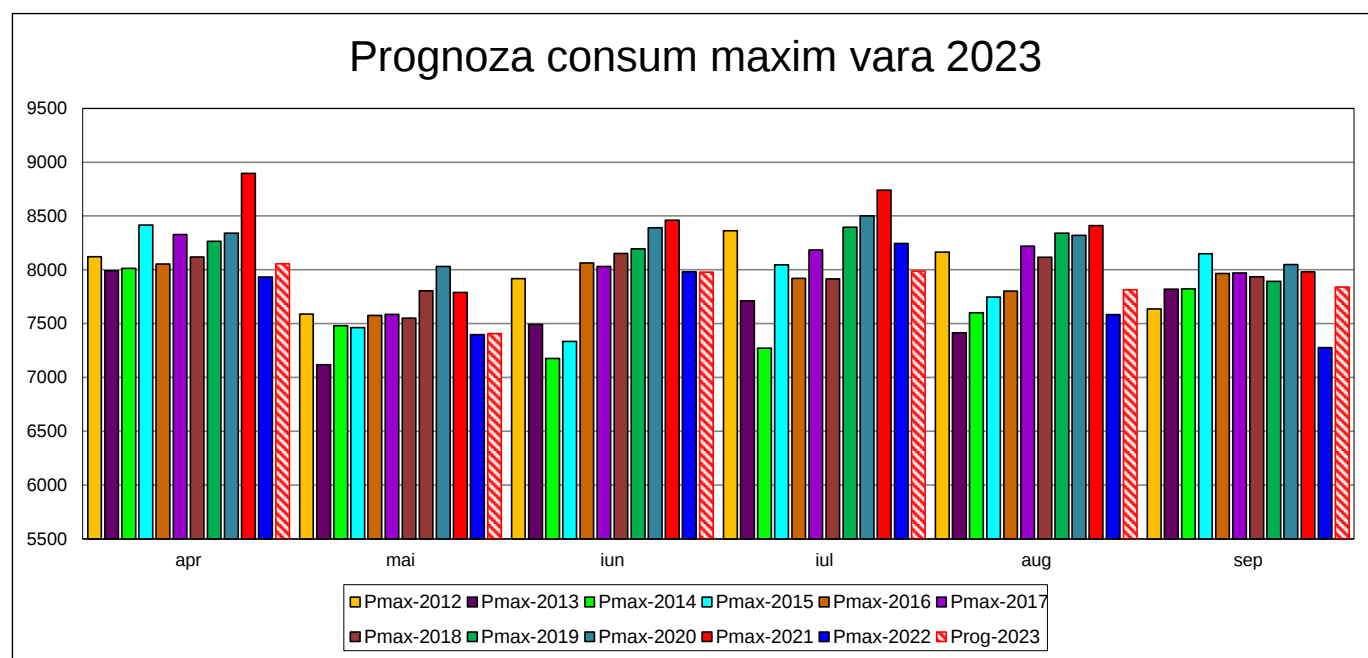
Centralele electrice pe lignit au o disponibilitate cvasiconstantă (limitată de opririle pentru reparații planificate și neplanificate), până la sfârșitul lunii septembrie, când vor fi retrase din funcționare grupurile Turceni 7 și Rovinari 3, în acord cu tranziția spre decarbonizare a SEN.

Având în vedere estimările consumului de energie electrică pentru vara 2023, considerăm că nu vor fi probleme de adecvanță a SEN considerând mixul energetic disponibil, programul de retrageri din exploatare a centralelor electrice, respectiv a echipamentelor din RET.

2.5. Consumul intern brut mediu lunar prognozat pentru vara 2023

S-au analizat înregistrările consumului intern brut pentru perioada de vară din anii anteriori, cât și valorile prognozate în cadrul Departamentului Prognoze și Analize (DPA) – valori maxime / minime lunare la palierele caracteristice.

Conform datelor departamentului DPA, valorile maxime ale puterii consumate [MW] prognozate în SEN pentru vara 2023, în comparație cu valorile din ultimul deceniu, sunt prezentate în următorul grafic:



Luna	Pmax-2012	Pmax-2013	Pmax-2014	Pmax-2015	Pmax-2016	Pmax-2017	Pmax-2018	Pmax-2019	Pmax-2020	Pmax-2021	Pmax-2022	Prog-2023
apr	8122	7992	8014	8416	8054	8329	8120	8265	8340	8896	7932	8056
mai	7589	7119	7481	7463	7576	7586	7551	7804	8030	7791	7399	7410
iun	7919	7494	7176	7334	8065	8031	8152	8194	8390	8462	7980	7979
iul	8363	7711	7271	8046	7920	8184	7915	8395	8500	8739	8245	7990
aug	8164	7415	7601	7748	7802	8219	8116	8340	8320	8411	7584	7817
sep	7636	7821	7822	8150	7966	7972	7936	7893	8050	7982	7276	7841

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

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

Tabelul 2.5

Codif. balanta	Productie SEN (MW)	Consum SEN (MW)	Perioada din anul 2023	Palier de consum	Producție			Sold export (MW)
					RES (MW)		CNE	
					CEE	CEF	(MW)	
B1	8700	7700	aprilie	VS	maxim admisibil	0	1400	1000
B2	5300	4500	aprilie-mai	GS	maxim admisibil	0	1400	800
B3	5400	7200	mai-iunie	VS	0	0	700	-1800
B4	8500	7500	iul-sep	VD	maxim admisibil	700	1400	1000
B5	7300	8700	iul-sep	VD	0	700	1400	-1400
B6	7193	8000	iul-sep	VD	1000	600	1400	-807

În consumul prognozat sunt cuprinse și consumurile serviciilor proprii ale centralelor (între 310 MW și 398 MW, în funcție de palierul de sarcină și de structura producției ținând cont de tipul de combustibil) și pierderile de putere activă în rețelele electrice: RET și RED.

2.6. Capacități de producție

Situația capacităților de producție din SEN la data de 1 ianuarie 2023 și care sunt estimate că vor fi disponibile pentru vara 2023, conform datelor primite de la departamentul RAF și obținute în baza informațiilor transmise de către producătorii de energie electrică, este prezentată în **tabelul 2.6**.

Tabelul 2.6.

	Pi	Pnetă	Rpp	Pd
TOTAL SEN	18652	16558	1402	17285
<i>Total cărbune</i>	3422	2550	547	2876
din care C.E.Oltenia - lignit	2625	1955	453	2172
din care CEH SE Paroșeni - ulei	150	130	0	150
<i>Total hidrocarburi</i>	2629	1994	482	2159
<i>Total apă</i>	6642	6313	272	6379
<i>Total nucleară</i>	1413	1300	0	1413
<i>Total eoliană</i>	3015	2966	23	2998
<i>Total solară</i>	1392	1307	72	1326
<i>Total biomasă și biogaz</i>	138	126	5	133
<i>Total geotermală</i>	0.05	0.00	0.05	0.00

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:

- Programul anual de retrageri grupuri pentru anul 2023, atât pentru grupuri termoelectrice cât și pentru grupuri hidroelectrice;

- Informațiile primite de la Operatorii de Distribuție referitoare la consum (evoluție consum, puneri în funcțiune a unor stații noi în RED).

Tabelul 2.7

Codif. balanță	Producție SEN (MW)	Consum SEN (MW)	Palier de consum	Producție RES			Producția în centrale mari (MW)				Sold exp (MW)
				eoliană (MW)	fotovolta. (MW)	biomasă (MW)	Termocentrale		CNE	Hidro	
							Cărb.	Hidrocar			
B1	8700	7700	VS	2784*	0	60	1285	752	1400	2419	1000
B2	5300	4500	GS	1700**	0	49	799	355	1400	997	800
B3	5400	7200	VS	0	0	60	815	1103	700	2722	-1800
B4	8500	7500	VD	2783*	700	40	905	490	1400	2182	1000
B5	7300	8700	VD	0	700	60	1565	1260	1400	2315	-1400
B6	7193	8000	VD	1000	600	60	1070	1068	1400	1995	-807

unde: *valoare limita pentru respectarea criteriului N-1 (detalii la cap.3)

**valoare limita pentru respectarea adecvantei balantei de puteri si a criteriului N-1

Balanța 1 este dedicată analizei comportamentului sistemului în luna aprilie 2023 la vârf de sarcină cu termoficare. A fost considerat un vârf de seară pentru o perioadă rece și cu vânt intens. Soldul în aceste condiții este estimat că va fi de export de 1000 MW.

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

Balanța 3 reprezintă o structură a producției brute pentru acoperirea consumului la vârful de seară în perioada 7 mai – 18 iunie 2023, când se oprește Unitatea 2 din CNE Cernavodă pentru mentenanță planificată. Se consideră o perioadă cu temperaturi apropiate de valorile medii multianuale calendaristice și fără vânt. În aceste condiții este estimat un sold de import de 1800 MW.

Balanța 4 stă la baza calculelor pentru determinarea puterii maxime care ar putea fi produsă în CEE în condiții de respectare a criteriului de siguranță (N – 1) a sistemului cu asigurarea rezervelor pentru servicii de sistem (adecvanța sistemului). Este considerată o perioadă cu vânt intens, la amiază, în condiții de producții maxime în CEE și CEF. Soldul în aceste condiții este estimat că va fi de export de 1000 MW.

Balanța 5 propune o variantă de structură a producției brute pentru acoperirea consumului la vârful de dimineață în condiții de temperaturi ridicate (caniculă), fără vânt, vreme însorită și uscată. Soldul prognozat este de 1400 MW import.

Balanța 6 reprezintă un model sezonier de vară cu un consum de cca. 8000 MW și o structură pe resurse a producției pentru CEE și CEF mai probabilă (deci mai moderată decât în cazul balanțelor anterioare). Soldul considerat este cel agreeat cu partenerii de interconexiune de import de 807 MW.

În anexa 2.7.1 sunt prezentate producțiile în centrale în cele 6 variante de balanță analizate la funcționarea SEN în vara 2023. Schema de calcul este definită în anexa la Tema studiului.

Anexele 2.7.2 și 2.7.3 conțin structura pe resurse a producției în SEN corespunzătoare balanțelor, în procente și în valori absolute.

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

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 01.04.2023 – 30.09.2023.

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 modelul comun de rețea sezonier furnizat de grupa de lucru NM&FT, corespunzător zilei 19.07.2023, ora 10:30 CET. Modelul rețelei externe pentru palierul de gol de sarcină a fost realizat pornind de la modelul comun de rețea sezonier furnizat de grupa de lucru NM&FT, corespunzător zilei 19.07.2023, ora 00:30 CET.

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

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

- 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.

Având în vedere balanțele producție – consum – sold estimate în regimurile analizate pentru vara 2023, se poate funcționa doar cu un circuit al LEA 400 kV Țânțăreni – Kozlodui în vederea menținerii nivelului de tensiune în limitele admisibile și reducerea consumului propriu tehnologic. Se poate funcționa cu ambele circuite ale LEA 400 kV Țânțăreni – Kozlodui luând în considerare capacitățile alocate pe granița România – Bulgaria, tranzitele dinspre zona de sud-est a Europei către zona centrală și rezultatele analizelor de siguranță realizate în etapa de programare sau funcționare în timp real.

Au fost analizate regimuri staționare de funcționare pentru:

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

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

- încadrarea tensiunilor și curenților în limitele admisibile în regimuri de durată, cu respectarea criteriului de siguranță (N-1);
- optimizarea ploturilor de funcționare pentru unitățile de transformare, în scopul reducerii pierderilor în SEN;
- determinarea restricțiilor în funcționare, respectiv a condiționărilor de regim;
- 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 2023 (PAR 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

AT 1, 2 200 MVA 220/110 kV Dumbrava disponibile

- 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

- 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 Smardan – Isaccea circ. 2 este indisponibil. Sunt necesare măsuri de regim. CLT 110 kV Smardan în funcțiune între barele 2A și 2B 110 kV; în stația Brăilița LEA 110 kV Abator și LEA 110 kV Smârdan în funcțiune; ca modificare față de schema normală de iarnă 2022-2023 în Liești LEA 110 kV Măxineni în rezervă caldă și în stația Gura Ialomiței Trafo 4 - 250 MVA în rezervă caldă la bara 2-110 kV;

- 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 $I_{adm\ 30^{\circ}C}=485\text{ A}$ pe LEA 110 kV Băltăgești – Gura Ialomiței, ținând cont de secțiunea conductoarelor active de racord ale celulei 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.

- S-au pus în funcțiune LEA 400 kV Cernavodă – Gura Ialomiței circ. 3 nou, LEA 400 kV Cernavodă – Gura Ialomiței circ. 2 nou și LEA 400 kV Cernavodă – Gura Ialomiței circ. 4 (fostul circ. 2), acesta din urmă fiind considerat în rezervă; se vor face analize pentru a stabili numărul de circuite care vor fi propuse pentru schema normală;

- 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 Argeş Sud – Jiblea, Valea Danului – Cornetu – derivație Gura Lotrului se mențin în funcțiune;
- **Rth Arefu:**
Se va funcționa cu LEA 220 kV Bradu – Râureni – derivație 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 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 Iaz 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 Reșița:**
LEA 220 kV Reșița – Iaz circ. 2 este dezlegată în stația Reșița, LEA 220 kV Reșița – Iaz circ. 1 se consideră în funcțiune
Celula 220 kV AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Reșița (retras definitiv din exploatare) funcționează ca CT 220 kV provizorat;
- **RTh Iaz:**
AT2 și AT1 – 200 MVA sunt disponibile; se va funcționa cu o unitate de transformare în rezervă;
- **RTh Baru Mare:**
În Baru Mare continuă rețehnologizarea stației 110 kV. Schema de calcul considerată este cu LEA 110 kV Hațeg și LEA Arena Lupeni în funcțiune pe bara 2A – 110 kV Baru Mare, cu LEA 110 kV Pui CFR – Lonea provizorat în funcțiune, CT 2A – 110 kV Baru Mare conectată, LEA 110 kV Baru Mare – Retezat – derivație CHE Clopotiva provizorat în funcțiune, LEA 110 kV Paroșeni – Aninoasa circ. 1 provizorat în funcțiune și LEA 110 kV Oțelu Roșu în rezervă în Retezat. În stația Petrila CT 110 kV este conectată. Zona 110 kV Hășdat – Baru Mare se debuclează de zona 110 kV Pestiș – Mintia prin conectarea CT 110 kV Laminoare și deconectarea LEA 110 kV Pestiș – Laminoare circ. 1 și circ. 2 și funcționarea cu LEA 110 kV Simeria – Călan în rezervă. Se menține în rezervă LEA 110 kV Pestiș – Hășdat – Hunedoara Oxigen Trafo1.
- 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 debucată 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 Trafo 3 – 250 MVA, 400/110 Sibiu Sud;

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

În schema de calcul, topologia secțiunii S4 se menține cu debucare în RED. LEA 110 kV Lechința – Deda se menține conectată ca în schema normală din sezonul de iarnă 2022-2023

- 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 apr	7700	**) 2906 ⚡ 2784	0	<i>confidențial</i>	1400	1000
R2	Gs	4500	1700	0		1400	800
R3	VS mai	7200	0	0		700	-1800
R4*)	VD V	7500	**) 2906 ⚡ 2784	700		1400	1000
R5	VD V max (CEE=0)	8700	0	700		1400	-1400
R6	VD V (IGM sezonier)	8000	1000	600		1400	-807

*) R4 este regim de bază.

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

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

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

3.3. Analiza regimurilor de funcționare în schema N

Pentru analiză regimurilor de funcționare, generatoarele cu o putere instalată de cel puțin 50 MW au fost modelate individual 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 data de 01.06.2022. S-a considerat banda de variație a puterii reactive corespunzând respectării cerinței privind cosφ 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 Băltăgești – 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 Hârșova – Medgidia Sud – Constanța Nord</i>	<i>311</i>
zona Tulcea	487
zona 110kV Lacu Sărat, 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 01.01.2023 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 01.01.2023. S-a considerat bandă de variație a puterii reactive corespunzând respectării cerinței privind cos φ în punctul comun de conectare și anume: $-0.9 < \cos \varphi < 0.9$ pentru CEF care debitează la 110 kV și schimb de reactiv 0 cu rețeaua pentru cele care debitează în rețeaua electrică de medie tensiune.

S-au considerat CEF în funcțiune în regimul corespunzător palierelor de vârf de dimineață R4, cu producție de 700 MW.

Tabelul 3.3.

DET	Pd. netă modelată [MW]
1	48
2	418
3	163
4	47
5	233
Total SEN	910

3.3.3. Schema cu N elemente în funcțiune

Analiza regimurilor de funcționare în schema N are ca scop:

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

În continuare, sunt prezentate rezultatele analizelor după cum urmează:

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

A. Circulații de putere

Regimul R4, ca regim de bază, este definit de topologia prezentată în paragraful 3.1., balanța 4, palier de consum VDV, sold de export 1000 MW, bandă primară de variație a puterii reactive pentru generatoarele modelate la borne, producție CEE de la cca. 2906 MW la cca. 2784 MW, cu producție în CEF. Modul de stabilire a producției maxim admisibile a CEE este prezentat la capitolul D, Regim R4.

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

	Denumire linie / sens circulație P			Circulație
	de la		către	P[MW]
L 220 kV	București Sud	-	Fundeni circ.1	198
L 220 kV	București Sud	-	Fundeni circ.2	198
L 220 kV	Porțile de Fier	-	Reșița circ.1	147
L 220 kV	Porțile de Fier	-	Reșița circ.2	146
L 220 kV	Urechești	-	Târgu Jiu	134
L 220 kV	Târgu Jiu	-	Paroșeni	134
L 220 kV	Brazi	-	Teleajen	125

L 220 kV	Filești	-	Barboși (parte a LEA 220 kV Lacu Sărat – Barboși – Filești provizorat)	120
L 220 kV	Lacu Sărat	-	Filești (parte a LEA 220 kv Lacu Sărat – Barboși – Filești provizorat)	114
L 220 kV	Hășdat	-	Pestiș	111
L 220 kV	Reșița	-	Timișoara circ.1	110
L 220 kV	Reșița	-	Timișoara circ.2	110
L 220 kV	Iernut	-	Câmpia Turzii	110
L 220 kV	Retezat	-	Hășdat	108
L 220 kV	Brazi Vest	-	Teleajen	103
L 220 kV	Paroșeni	-	Baru Mare	103

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

	Denumire linie / sens circulație P			Circulație
	de la		către	P[MW]
L 400 kV	Tulcea Vest	-	Isaccea	920
L 400 kV	Gura Ialomiței	-	București Sud	618
L 400 kV	Cernavodă	-	Pelicanu	578
L 400 kV	București Sud	-	Domnești	561
L 400 kV	Tariverde	-	Tulcea Vest	510
L 400 kV	Isaccea	-	Vulcănești	494
L 400 kV	Smârdan	-	Gutinaș	481
L 400 kV	Pelicanu	-	București Sud	478
L 400 kV	Gura Ialomiței	-	Lacu Sărat	423
L 400 kV	Cernavodă	-	Gura Ialomiței circ.3 nou	389
L 400 kV	Stupina	-	Varna	387
L 400 kV	Rahman	-	Dobrudja	351
L 400 kV	Lacu Sărat	-	Smârdan	306
L 400 kV	Cernavodă	-	Gura Ialomiței circ.4 nou (circ.2 vechi)	295
L 400 kV	Domnești	-	Brazi	284
L 400 kV	Cernavodă	-	Gura Ialomiței circ.1	285
L 400 kV	Porțile de Fier	-	Djerdap	247
L 400 kV	Țânțăreni A	-	Brad	245
L 400 kV	Isaccea	-	Smârdan circ.1	234
L 400 kV	Sibiu Sud	-	Iernut	233
L 400 kV	Țânțăreni B	-	Sibiu Sud	224
L 400 kV	Gutinaș	-	Brașov	202
L 400 kV	Constanța Nord	-	Cernavodă	164
L 400 kV	Mukacevo	-	Roșiori	152
L 400 kV	Gutinaș	-	Bacău Sud	148
L 400 kV	Urechești	-	Domnești	144
L 400 kV	Bacău Sud	-	Roman Nord	142
L 400 kV	Sandorfalva	-	Arad	133

L 400 kV	Medgidia	-	Cernavodă	131
L 400 kV	Țânțăreni	-	Urechești	122
L 400 kV	Kozlodui	-	Țânțăreni circ.1	122

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

În cazul primelor 8 linii de 400 kV se depășește puterea naturală (de cca. 450 MW). Au fost marcate distinct liniile de interconexiune.

În cazul primelor 4 linii de 220 kV se depășește puterea naturală (de cca. 150 MW).

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Reglarea nivelului de tensiune ridică probleme la regimul de gol **R2** și la cele de vârf cu producție 0 MW în CEE (**R3, R5**). De asemenea, la regimul de bază R4, nivelul de tensiune a fost ridicat, astfel încât au fost conectate bobine de compensare suplimentare față de sezonul omolog anterior, în stațiile Arad și Suceava.

Regimul de gol R2

Regimul R2 este un regim de gol de noapte mediu pentru o zi de sărbătoare corespunzător lunilor aprilie – mai, din punct de vedere al palierului de consum și acoperirii acestuia dar este asimilat întregului sezon de vară 2023. Palierul de consum este 4500 MW, în condițiile unui sold de export de 800 MW. Producția în CEF este de 0 MW, iar producția CEE este de 1700 MW.

Regimul R2 este folosit pentru:

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

Regimul R2 este caracterizat prin depășiri ale nivelului admisibil de tensiune în nodurile RET și RED atât în schemă completă cât și la verificarea criteriului N-1.

În regimul R2, pentru menținerea tensiunilor în limitele admisibile și pentru asigurarea criteriului de siguranță (N – 1) au fost necesare următoarele măsuri:

- modificarea tensiunii la bornele generatoarelor;
- modificarea ploturilor de funcționare la transformatoarele din sistem;
- s-au considerat conectate toate bobinele de compensare disponibile din SEN prezentate în anexă 3.9;
- CHE Lotru este considerat *confidențial*, CHE Vidraru *confidențial*;
- nu a fost necesară pornirea de grupuri în CHE Lotru și Vidraru în regim de compensator.

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

Regimul de varf R3

Regimul R3 este un regim de vârf seară zi de lucru, corespunzător lunilor mai-iunie.

Palierul de consum este de 7200 MW, în condițiile unui sold de import de 1800 MW. Producția în CEF și CEE este de 0 MW și este considerat un singur grup în funcțiune la CNE Cernavodă.

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

Regimul de varf R5

Regimul R5 este un regim de vârf de dimineață corespunzător lunilor iulie – septembrie 2023.

Palierul de consum este de 8700 MW, în condițiile unui sold de import de 1400 MW. Producția în CEE este de 0 MW, iar în CEF este de 700 MW.

Regimul R5 este caracterizat prin tensiuni ridicate în zona Moldova și zona Dobrogea pentru care au fost necesare măsuri de comutare a ploturilor unităților de transformare și de conectare a unor bobine de compensare. Setul de bobine în funcțiune la R5 este prezentat în anexa 3.9.

Stabilirea benzilor de tensiune din nodurile de control ale RET

Valorile minime ale benzilor de tensiune din nodurile de control ale RET s-au stabilit 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 vară 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 vara 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, AT2 – 200 MVA, 220/110 kV FAI, AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Dumbrava, Trafo 3 – 250 MVA, 400/110 kV Smârdan (fost Trafo 1) considerat retras din exploatare;

DET 2:

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

DET 3:

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

DET 4:

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

DET 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
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
AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Ișalnița	3	AT1 – 200 MVA 220/110 kV Ișalnița, AT – 200 MVA, 220/110 kV Urechești, AT – 200 MVA, 220/110 kV Sărdănești și AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Craiova Nord în funcțiune
AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Bradu	3	AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Bradu în funcțiune
AT3 – 400 MVA, 400/220 kV Bradu	3	AT4 – 400 MVA, 400/220 kV Bradu în funcțiune

Menținere în rezervă	DET	Măsura de regim privitoare la alte unități de transformare în funcțiune
AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Craiova Nord	3	AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Craiova Nord, AT – 200 MVA, 220/110 kV Urechești, AT – 200 MVA, 220/110 kV Sărdănești și AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Ișalnița în funcțiune, AT
AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Arefu	3	AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Arefu, AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Bradu, AT 200 MVA, 220/110 kV Pitesti Sud în funcțiune
AT – 200 MVA, 220/110 kV Târgu Jiu Nord	3	AT – 200 MVA, 220/110 kV Sărdănești, AT – 200 MVA, 220/110 kV Urechești în funcțiune
AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Grădiște	3	AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Grădiște, Trafo 250 MVA, 400/110 kV Drăgănești Olt în funcțiune
AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Pestiș	4	AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Pestiș și AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Mintia în funcțiune
AT2 – 200 MVA 220/110 kV Hășdat	4	AT1 – 200 MVA 220/110 kV Hășdat
AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Mintia	4	AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Mintia și AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Pestiș în funcțiune
AT4 – 400 MVA, 400/220 kV Mintia	4	AT3 – 400 MVA, 400/220 kV Mintia în funcțiune
AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Cluj Florești	5	AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Cluj Florești și AT 200 MVA, 220/110 kV Câmpia Turzii în funcțiune
AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Gheorgheni	5	AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Gheorgheni în funcțiune
AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Ungheni	5	AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Ungheni în funcțiune

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

- AT1,2 – 200 MVA, 220/110 kV Dumbrava sunt disponibile, RTh Dumbrava finalizată;
- AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Brazi Vest, AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Brazi Vest, AT – 200 MVA, 220/110 kV Teleajan și AT – 200 MVA, 220/110 kV Stâlpul sunt în funcțiune;
- Trafo 3 (fost Trafo 1) – 250 MVA, 400/110 kV Smârdan nu este considerat în funcțiune. Trafo 2 nou (actual Trafo 2) – 250 MVA, 400/110 kV Smârdan este considerat în funcțiune;
- Trafo 1 – 250 MVA, 400/110 kV Medgidia Sud este dezlegat de la rețea;
- Doar Trafo 3 – 250 MVA, 400/110 kV Gura Ialomiței este în funcțiune;
- Doar AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Bradu și AT4 – 400 MVA, 400/220 kV Bradu sunt în funcțiune;
- AT1 și AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Turnu Severin Est sunt în funcțiune;
- Trafo 1, Trafo 2 – 250 MVA, 400/110 kV Oradea Sud în funcțiune;
- AT – 200 MVA 220/110 kV Târgu Jiu Nord este în rezervă;
- Trafo 3 și Trafo 4 - 250 MVA, 400/110 kV Sibiu Sud în funcțiune;
- 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;

- 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.

- 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

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

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

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

- 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 – Jibelea, 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 Cogealac,

Pentru a evita încărcarea CTA 110 kV Tariverde peste limita admisibilă dată de TC (cu $I_{TC}=800A$), la declanșarea unei unități de transformare 400/110 kV Tariverde, CEE Fântânele Est, Vest și Cogealac vor debita puterea totală astfel: producția să fie de 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 - Hoghiz deconectată;
2. LEA 110 kV Tușnad – Valea Crișului deconectată;
3. LEA 110 kV Copșa Mică – Mediaș deconectată;
4. LEA 110 kV Târnăveni – Mediaș conectată;
5. CC 110 kV Târnăveni conectată ca CT;
6. LEA 110 kV Tăuni – Blaj deconectată;
7. CT 110 kV Câmpia Turzii conectată;
8. CL 110 kV Ocna Mureș și LEA 110 kV Câmpia Turzii – Aiud deconectate;
9. LEA 110 kV Miercurea Sibiului – Petrești deconectată;
10. CT 110 kV Vașcău deconectată;
11. LEA 110 kV Salonta – Chișineu Criș deconectată;
12. LEA 110 kV Lechința – Deda conectată.

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

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

Regim R1

D1 Regimul R1 este un regim de vârf seară zi de lucru primăvara, corespunzător lunii aprilie. Palierul de consum este de 7700 MW, în condițiile unui sold de export de 1000 MW. Producția CEF este de 0 MW, iar producția CEE se determină pornind de la valoarea maximă $P_{disp.net}=2906$ 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 Moldova în regimul cu $N-1$ 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 Pentru schema cu N elemente în funcțiune:

- se limitează confidențial pentru respectarea curentului maxim admisibil pe LEA 110 kV Gura Ialomiței-Băltăgești (după limitare, curentul pe LEA fiind de cca. 478 A);
- se limitează confidențial pentru respectarea curentului maxim admisibil pe LEA 110 kV Topolog – Tulcea Vest (după limitare, curentul pe LEA fiind de cca. 475 A)

D4 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.

Pe LEA 110 kV Medgidia Nord – Mircea Vodă Nord, limita este de 485 A, în condițiile unei temperaturi a mediului ambiant de 30°C. Pentru a scădea încărcarea pe această linie, se limitează producția CEE din zona confidențial.

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

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

Se aplică preventiv măsuri de asigurare a unui deficit admisibil în zona Fundeni, prin descărcare de consum pe zonele adiacente.

Reducerea producției de la cca. 2906 MW la cca. 2784 MW este identificată ca fiind cea mai mică posibilă în condițiile schemei de calcul și în ipoteza de palier de consum (7700 MW) și sold (export 1000 MW) considerată.

În regimul R1 sunt necesare măsuri postavarie.

Contingență	Element critic	Depășire	Măsuri postavarie
LEA 400 kV Domnești – București Sud	AT4, AT3) – 400 MVA, 400/220 kV București Sud	106,5% 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 99% S_n .
AT3 (AT4) – 400 MVA, 400/220 kV București Sud	AT4, AT3) – 400 MVA, 400/220 kV București Sud	122% 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 112% S_n . - se <i>confidențial</i>

D6 În regimul R1 deficitul zonelor din București sunt:

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

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

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

Regim R2

D1 Regimul R2 este un regim de gol de noapte mediu pentru o zi de sărbătoare corespunzător lunilor aprilie – mai, din punct de vedere al palierului de consum și acoperirii acestuia dar este asimilat întregului sezon de vară 2023. Palierul de consum este 4500 MW, în condițiile unui sold de export de 800 MW.

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

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

- conectarea tuturor bobinelor de compensare disponibile din SEN;
- reglarea tensiunilor la bornele generatoarelor;
- nu a fost necesară *confidențial*;
- modificarea ploturilor de funcționare ale unităților de transformare de sistem.

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

- LEA 220 kV Alba Iulia – Gâlceag și LEA 220 kV Alba Iulia – Șugag (*confidențial*);
- LEA 220 kV Cluj Florești – Mărișelu (conform balanței prognozate pentru regimul R2 nu sunt grupuri în funcțiune în CHE Mărișelu);
- LEA 400 kV Domnești – Urechești;
- LEA 400 kV Roman Nord – Bacău Sud.

D5 În regimul R2 nu au fost necesare măsuri preventive sau postavarie de modificare a topologiei de rețea sau dispecerizare a producției pentru asigurarea criteriului N-1.

D6 În regimul R2 deficitele zonelor din București sunt:

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

D7 În regimul R2 excedentele / deficitele secțiunilor din zonele Dobrogea, Moldova și Ardeal sunt:

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

Regim R3

D1 Regimul R3 este un regim de vârf seară zi de lucru, corespunzător lunilor mai-iunie. Palierul de consum este de 7200 MW, în condițiile unui sold de import de 1800 MW. Producția în CEF și CEE este de 0 MW și este considerat un singur grup în funcțiune la CNE Cernavodă.

D2 Regimul R3 este caracterizat prin depășiri ale nivelului de tensiune în zonele de rețea din Moldova, Dobrogea, București în regimul cu N elemente în funcțiune. Pentru menținerea tensiunilor în limitele admisibile au fost necesare măsuri de comutare a ploturilor unităților de transformare, modificarea tensiunii impuse la bornele unor generatoare și de conectarea unor bobine de compensare. Setul de bobine în funcțiune la R3 este prezentat în anexa 3.9.

D3 La verificarea criteriului (N-1) în RET în schema cu N elemente în funcțiune nu rezultă depășiri.

D4 În regimul R3 deficitele zonelor din București sunt:

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

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

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

Excedent [MW]	<i>confidențial</i>
---------------	---------------------

Regim R4

D1 Regimul R4 este un regim de vârf de dimineață pentru zi lucrătoare, corespunzător perioadei iulie 2023 - septembrie 2023. Palierul de consum este 7500 MW, în condițiile unui sold de export de 1000 MW. Producția CEF este 700 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 R4 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 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.

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. 30°C, sunt următoarele:

Pentru schema cu N elemente în funcțiune:

- se limitează *confidențial* pentru reducerea curentului pe LEA 110 kV Gura Ialomitei – Băltăgești, de la cca. 576 A la cca. 483 A;
- se limitează *confidențial* pentru respectarea curentului maxim admisibil pe LEA 110 kV Topolog – Tulcea Vest (după limitare, curentul pe LEA fiind de cca. 482 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.

Pe LEA 110 kV Medgidia Nord – Mircea Vodă Nord, limita este de 485 A, în condițiile unei temperaturi a mediului ambiant de cca. 30°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 *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. 475 MW / 690 A), iar pe LEA 400 kV Isaccea – Vulcănești este de cca. 498 MW / 730 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, se constată depășiri de tensiuni în unele zone, precum și încărcări peste limita admisibilă:

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

Pentru respectarea criteriului de siguranță (N – 1)

- se reglează corespunzător tensiunile la bornele generatoarelor, se modifică ploturile de funcționare ale unităților de transformare de sistem și se conectează / se verifică că sunt conectate bobine de compensare disponibile din Roșiori, Arad, Suceava;

- se aplică preventiv măsuri de asigurare a unui deficit admisibil în zona Fundeni, prin descărcare de consum pe zonele adiacente.

Măsurile prezentate anterior conduc la un regim admisibil pentru o temperatură de cca. 30°C.

Se menționează că în regimul fără declanșări sau retrageri din exploatare, circulația pe LEA 400 kV Gutinaș – Smârdan este de cca. 475 MW (690 A), pe LEA 400 kV Isaccea – Vulcănești este de cca. 500 MW (730 A), ca urmare nu au fost necesare - conectarea LEA 110 kV Pogoanele – Jugureanu, a LEA 110 kV Valea Călugărescă – Urziceni sau a CT 110 kV Liești. Se menționează că LEA 110 kV Liești – Măxineni este deconectată conform solicitării DET 1 legate de RTh Smârdan.

Setul complet de măsuri conduce la respectarea criteriului de siguranță (N – 1) în zona secțiunii S6, pentru o temperatură a mediului ambiant de cca 30°C.

Reducerea producției de la cca. 2906 MW la cca. 2783 MW este identificată că fiind cea mai mică posibilă în condițiile schemei de calcul și în ipoteza de palier de consum (7500 MW) și sold (export 1000 MW) considerată.

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

	Iarna 2020-2021	Vara 2021	Iarna 2021-2022	Vara 2022	Iarna 2022-2023	Vara 2023
P _{max adm CEE} [MW]	2845	2770	2825	2783	2840	2783
Sold export [MW]	800	1000	600	1000	700	1000
P _c [MW]	9200	8000	9400	8400	9300	7500

Se menționează că nu s-au desfășurat reconducători noi față de precedentul studiu semestrial. Reconducerea 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 considerat de **confidențial**, alimentat din barele 110 kV ale stației Barboși (cca. 69 MW) și Smârdan (**confidențial**).

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

Zone	Dobrogea 110 kV	Lacu	Tariverde	Stupina,	Băltăgești	Moldova	SEN
------	-----------------	------	-----------	----------	------------	---------	------------

MW	984			Sărat, Smârdan 110 kV		Rahman	G.lalomiței (include CEE Pantelimon)	(include CEE Corni și Cudalbi) Banat	
	CEE Peștera, Chirnogeni, Cobadin, Pecineaga 2, Mihai Viteazu (1 și 2)	Hârșova – Medgidia Sud – Constanța Nord	Tulcea						
P_{max.CEE}	289	confidențial	confidențial	146	585	590	confidențial	248	cca. 2783

Zone
--

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

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

Contingență	Element critic	Depășire	Măsuri postavarie
AT3 (AT4) – 400 MVA, 400/220 kV București Sud	AT4 (AT3) – 400 MVA, 400/220 kV București Sud	115,6% 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. 106.5% S _n . - se limitează producția CEE din confidențial
LEA 400 kV Domnești – București Sud	AT3 și AT4 – 400 MVA, 400/220 kV București Sud	106% S _n	- se conectează LEA 110 kV Pogoanele – Jugureanu, LEA 110 kV Valea Călugărească – Urziceni și CT 110 kV Turnu Măgurele
Trafo 1(2) 250 MVA, 400/110 kV Domnești	Trafo 2(1) 250 MVA, 400/110 kV Domnești	115.8 - 116.8% S _n	- se conectează CTA (CTB) – 110 kV Domnești

D4 În regimul R4 deficitul zonelor din București sunt:

Zona	Sud	Vest	Fundeni
Deficit [MW]	confidențial		

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

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

Regim R5

D1 Regimul R5 este un regim de vârf de dimineață corespunzător lunilor iulie – septembrie 2023. Palierul de consum este de 8700 MW, în condițiile unui sold de import de 1400 MW. Producția în CEE este de 0 MW, iar în CEF este de 700 MW.

D2 Regimul R5 este caracterizat prin tensiuni ridicate în zona Moldova și zona Dobrogea pentru care au fost necesare măsuri de comutare a ploturilor unităților de transformare și de conectare a unor bobine de compensare. Setul de bobine în funcțiune la R5 este prezentat în anexa 3.9.

D3 Verificarea criteriului (N-1) în RET pe schema cu N elemente în funcțiune, conduce la încărcarea T1 (2) – 250 MVA 400/110 kV Domnești la aproximativ 137% din S_n , la declanșarea T2 (1) – 250 MVA 400/110 kV Domnești, AT1 (2) – 400 MVA 220/110 kV Fundeni, la declanșarea AT2 (1) – 400 MVA 220/110 kV Fundeni și AT 4 – 400 MVA 400/220 kV Lacu Sărat, la declanșarea T2 – 250 MVA 400/110 kV Smârdan.

Se adoptă măsuri postavarie la declanșarea T1 (2) – 250 MVA 400/110 kV Domnești, AT1 (2) – 400 MVA 220/110 kV Fundeni, AT 4 – 400 MVA 400/220 kV Lacu Sărat.

Contingență	Element critic	Valoare depășire	Măsuri postavarie
T1 (2) – 250 MVA 400/110 kV Domnești	T2 (1) – 250 MVA 400/110 kV Domnești	137% S_n	- se conectează CTA(CTB) – 110 kV Domnești.
AT1 (2) – 400 MVA 220/110 kV Fundeni	AT2 (1) – 400 MVA 220/110 kV Fundeni	114% S_n	- se asigură un deficit în zona Fundeni de maxim 399 MW.
AT 4 – 400 MVA 400/220 kV Lacu Sărat	T2 – 250 MVA 400/110 kV Smârdan	106% S_n	- se conectează AT 400/220 kV Lacu Sărat aflat în rezervă.

D4 În regimul R5 deficitele zonelor din București sunt:

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

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

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

Regim R6

D1 Regimul R6 este un regim de vârf de dimineață zi de lucru corespunzător lunii iulie 2022 și corespunde modelului sezonier de vară, din punct de vedere al soldului și acoperirii balanței. Palierul de consum este de 800 MW, în condițiile unui sold de import de 807 MW. Producția în CEF este de 600 MW și în CEE este de 1000 MW.

D2 Regimul R6 este caracterizat prin depășiri de tensiune în zonele Moldova, Dobrogea și București în regimul cu N elemente în funcțiune. Pentru menținerea tensiunilor în limitele admisibile au fost necesare următoarele măsuri:

- conectarea bobinelor de compensare;
- modificarea tensiunii impuse la bornelor unor generatorare;

- comutarea ploturilor unităților de transformare;

Setul de bobine în funcțiune pentru regimul R6 este prezentat în anexa 3.9.

D3 Verificarea criteriului (N-1) în RET pe schema cu N elemente în funcțiune, conduce la încărcarea T1 (2) – 250 MVA 400/110 kV Domnești la aproximativ 104.5% din S_n , la declanșarea T2 (1) – 250 MVA 400/110 kV Domnești.

Se adoptă măsuri postvarie la declanșarea T1 (2) – 250 MVA 400/110 kV Domnești.

Declanșare	Depășire pe:	Valoare depășire	Măsuri postvarie
T1 (2) – 250 MVA 400/110 kV Domnești	T2 (1) – 250 MVA 400/110 kV Domnești	104.5% S_n	- se conectează CT2 – 110 kV Domnești

D5 În regimul R6 deficitele zonelor din București sunt:

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

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

Zona	Hârșova-Medgidia	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 condiționărilor de regim propuse, acestea sunt citite astfel:

- **zona Fundeni:** pe AT1 și AT2 220/110 kV Fundeni;
- **zona Sud:** pe AT1 și AT2 200 MVA 220/110 kV București Sud, CLT 110 kV Progresu, LEA 110 kV Lehliu – Tămădău;
- **zona Vest:** pe LEA Domnești – Bujoreni circ. 1 și circ. 2, LES 110 kV Domnești – Militari circ. 1 și circ. 2, LES 110 kV Chitila – Laromet;
- **zona Dobrogea:** pe LEA 400 kV Tulcea Vest – Isaccea, Constanța Nord – Cernavodă, Medgidia Sud – Cernavodă;
- **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 R4 circulațiile de putere sunt dinspre secțiunea S6 spre secțiunea S5. Între secțiunea S4 și S5 circulațiile de putere au valori sub 100 MW.

În regimul R4 se constată circulații de putere foarte mari către zona București la aproximativ 1100 MW, către zona Moldova la aproximativ 550 MW și către Republica Moldova la aproximativ 500 MW. Regimul R3 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 R4 circulațiile de putere sunt dinspre secțiunea S6 spre secțiunile S5 și S4. De asemenea, sunt înregistrate fluxuri mari de putere către zona București, peste 850 MW, tranzit prin zona Moldova către stația Brașov și secțiunea S4, respectiv flux fizic de export pe LEA 400 kV Isaccea – Vulcănești. În ambele regimuri considerate avem fluxuri fizice de export de putere pe LEA 400 kV Rahman – Dobrudja și Stupina – Varna de peste 700 MW. 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. Identificarea regimurilor optime de funcționare cu 2, 3 sau 4 circuite între stația 400 kV Cernavodă și stația 400 kV Gura Ialomiței

Analiza pentru identificarea soluției optime de funcționare a LEA 400 kV Cernavodă – Gura Ialomiței cu 2, 3 sau 4 circuite s-a realizat pe baza regimurilor R2, R3 și R4.

În cadrul regimurilor de funcționare au fost modelate următoarele circuite între stația 400 kV Cernavodă și stația 400 kV Gura Ialomiței:

- LEA 400 kV Cernavodă – Gura Ialomiței circ. 1 (existent);
- LEA 400 kV Cernavodă – Gura Ialomiței circ. 2 (nou);
- LEA 400 kV Cernavodă – Gura Ialomiței circ. 3 (nou);
- LEA 400 kV Cernavodă – Gura Ialomiței circ. 4 (circuitul 2 vechi).

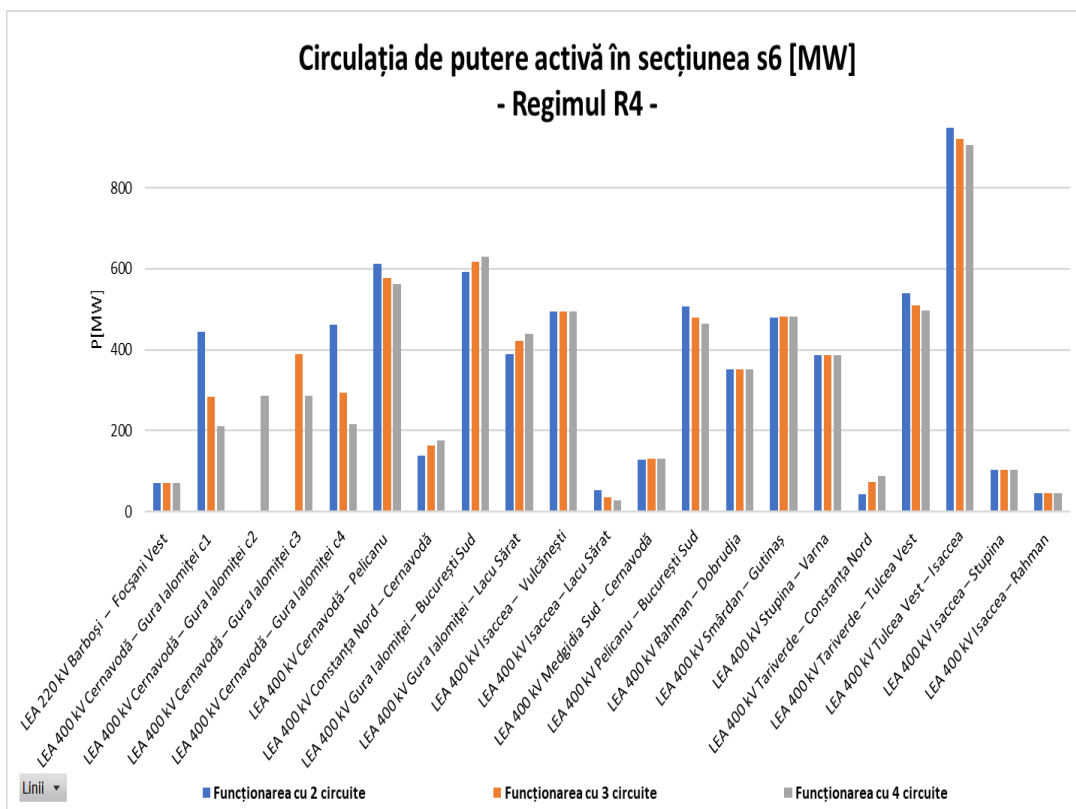
Pentru regimurile R2, R3 și R4 s-au considerat următoarele 3 scenarii de analiză:

- Primul scenariu a constatat în funcționarea cu 2 circuite între stația 400 kV Cernavodă și stația 400 kV Gura Ialomiței: circ. 1 și circ. 4;
- Al doilea scenariu s-a realizat considerând funcționarea cu 3 circuite între stația 400 kV Cernavodă și stația 400 kV Gura Ialomiței: circ. 1, circ. 3 și circ. 4;

- Al treilea scenariu a constat în funcționarea cu 4 circuite între stația 400 kV Cernavodă și stația 400 kV Gura Ialomiței.

În urma analizei rezultatelor regimului R4 s-au constat următoarele concluzii:

- Prin considerarea în funcțiune a 4 circuite, circulația de putere activă dinspre stația 400 kV Cernavodă către stația Gura Ialomiței a crescut cu aproximativ 100 MW comparativ cu primul scenariu și cu cca. 30 MW comparativ cu al doilea scenariu.
- Creșterea fluxului de putere dinspre stația 400 kV Cernavodă către stația 400 kV Gura Ialomiței conduce la o încărcare a axelor de evacuare din zona Secțiunii 6 către zona București Sud mai puțin echilibrată.
- Surplusul de putere evacuat în stația Gura Ialomiței se distribuie pe liniile LEA 400 kV Gura Ialomiței – București Sud și LEA 400 kV Gura Ialomiței – Lacu Sărat. Creșterea circulației de putere activă pe LEA 400 kV Gura Ialomiței – Lacu Sărat nu ne modifică semnificativ fluxurile pe LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș și LEA 220 kV Barboși – Focșani Vest.
- Nu sunt influențate semnificativ fluxurile de putere pe liniile de interconexiune cu Republica Moldova și Bulgaria;
- Nu au rezultat suprasarcini în cele 3 scenarii de analiză.



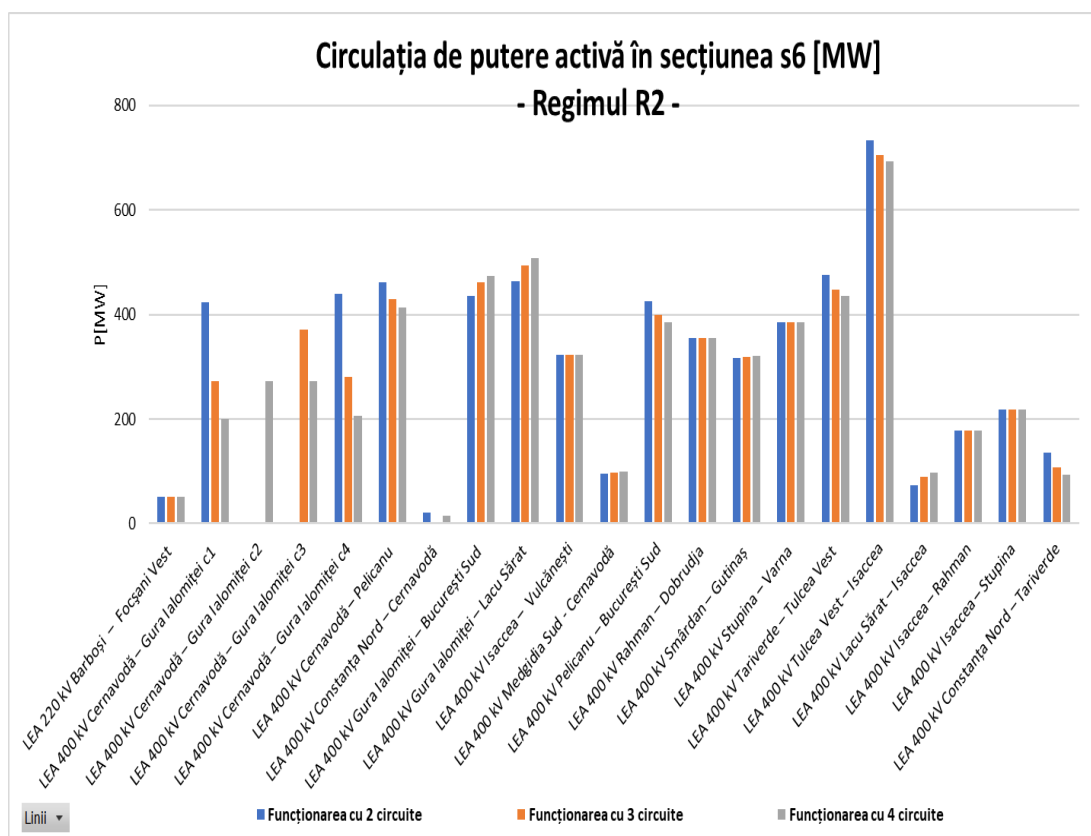
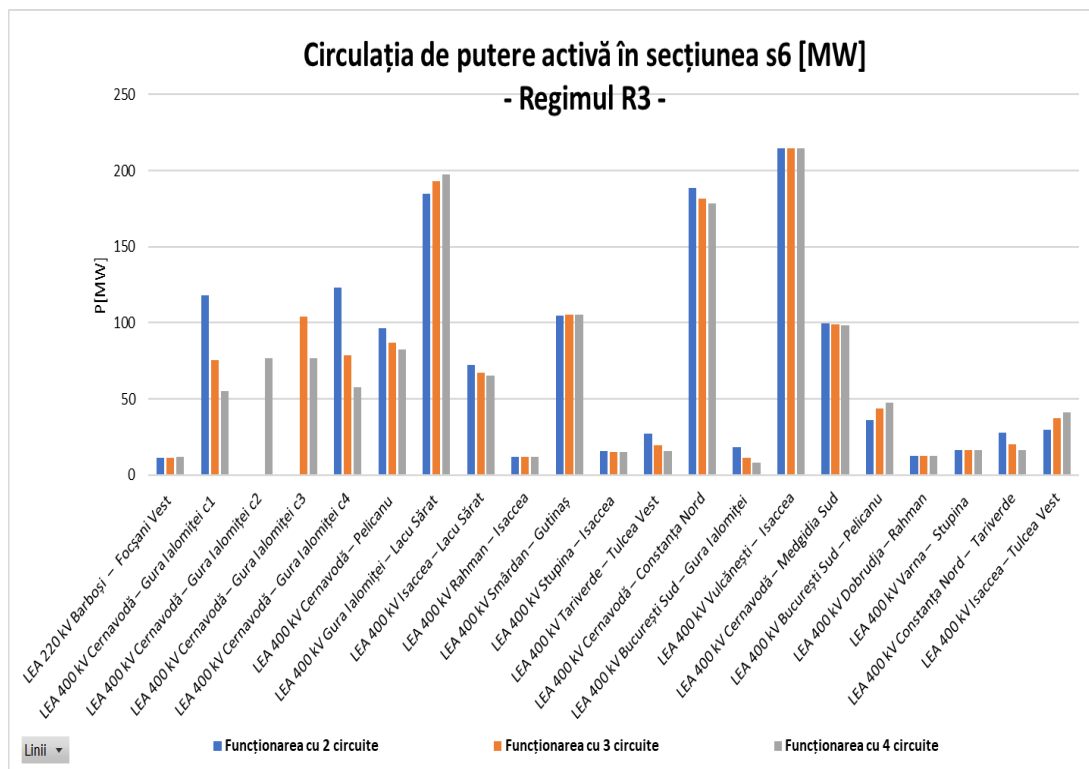
În urma analizei rezultatelor regimului R3 s-au constat următoarele concluzii:

- Prin considerarea în funcțiune a 4 circuite, circulația de putere activă dinspre stația 400 kV Cernavodă către stația Gura Ialomiței a crescut cu aproximativ 25 MW;
- Fluxurile de putere pe elementele din Secțiunea 6 nu se modifică semnificativ.
- Nu au rezultat suprasarcini în cele 3 scenarii de analiză.

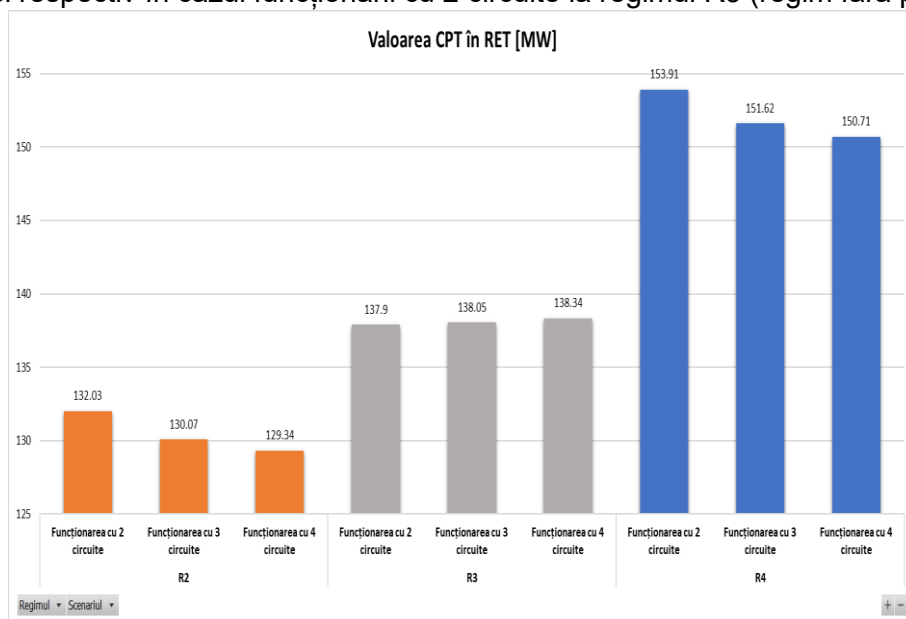
În urma analizei rezultatelor regimului R2 s-au constat următoarele concluzii:

- Prin considerarea în funcțiune a 4 circuite, circulația de putere activă dinspre stația 400 kV Cernavodă către stația Gura Ialomiței a crescut cu aproximativ 90 MW;
- Circulația de putere activă dinspre Gura Ialomiței către București Sud prezintă o creștere cu cca. 8%, în timp ce dinspre Pelicanu către București Sud se obține o scădere cu cca. 9%.

- Surplusul de putere evacuat în stația Gura Ialomiței se distribuie într-un mod aproape egal pe liniile LEA 400 kV Gura Ialomiței – București Sud și LEA 400 kV Gura Ialomiței – Lacu Sărat.
- Nu sunt influențate semnificativ fluxurile de putere pe liniile de interconexiune cu Republica Moldova și Bulgaria, respectiv pe LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș și LEA 220 kV Barboși – Focșani Vest.
- Nu au rezultat suprasarcini în cele 3 scenarii de analiză.



Valorile CPT în RET în regimurile analizate nu se modifică semnificativ în cele 3 scenarii analizate, dar este mai mică în cazul funcționării cu 3 sau 4 circuite la regimurile R2, R4 (regimuri cu producție CEE) și respectiv în cazul funcționării cu 2 circuite la regimul R3 (regim fără producție CEE).



Având în vedere rezultatele circulațiilor de puteri și impactul asupra CPT, se propune funcționarea cu 3 circuite pentru LEA 400 kV Cernavodă – Gura Ialomiței.

3.4. Managementul congestiilor

confidențial

3.5. Capacitati nete de schimb ale SEN (NTC)

3.5.1. Valori NTC sezoniere maxime negarantate

S-au calculat capacități nete de schimb sezoniere pentru vara 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 modelul sezonier cu următoarele caracteristici:

- schemă de calcul în care s-au implementat doar retragerile din exploatare de lungă durată;
- consumul corespunde unui palier de vârf dimineață zi de lucru de 8000 MW și soldul de import de 807 MW;
- sunt considerate următoarele solduri pentru sistemele energetice ale țărilor vecine, valori rezultate în urma alinierii aplicate pentru zona Europei Continentale (RG CE) în cadrul grupei de lucru NM&FT (ENTSO-E):
 - HU: sold import 1510 MW;
 - RS: sold import 156 MW;
 - BG: sold export 729 MW;
 - UA+MD: sold export 100 MW

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

- HU -> RO: 607 MW;
- RO -> RS: 0 MW
- UA+MD -> RO: 500 MW;
- RO -> BG: 300 MW;

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

- modul de calcul este același; se verifică criteriul (N-1) și se determină limitele impuse de echipamente și de reglajele protecțiilor/automaticilor în funcțiune, considerând scenariile de schimb;
- deoarece scenariile presupun schimburi simultane pe toate granițele, se consideră TRM egal cu 400 MW pe interfața RO, câte 100 MW pe fiecare graniță. Această ipoteză este aplicată și la calculele lunare, pe direcția import. Totuși, pentru a nu avea o ipoteză mai severă la calculele capacității negarantate față de cele lunare ferme pe direcția export, se menține valoarea TRM de 300 MW, la fel ca la calculele lunare ferme;
- limita admisibilă pentru LEA 400 kV Porțile de Fier – Djerdap este de 1570 A;
- s-au considerat următoarele ipoteze în procesul de determinare a capacității negarantate de interconexiune: la modelarea procesului de export nu se consideră participarea grupurilor din CHE Porțile de Fier I, iar la modelarea celui de import nu se consideră participarea grupurilor din CHE Mărișelu și CTE Iernut;
- s-a considerat în procesul de determinare a capacității negarantate de interconexiune că sunt în funcțiune ambele circuite ale LEA 400 kV Țânțăreni – Kozlodui
- nu s-au considerat declanșări de linii dublu circuit;

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

- nu au loc 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 interfață RO+BG, așa cum se procedează la calculele lunare);

- scenariile implică simultan toate granițele RO, atât la import, cât și la export; astfel circulațiile aferente acestor schimburi se repartizează pe mai multe direcții/căi;
- 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	1) LEA 400 kV Țânțăreni – Urechești	LEA 400 kV Porțile de Fier – Djerdap
	2) LEA 400 kV Țânțăreni – Kozlodui circ. 1 sau circ. 2	LEA 400 kV Porțile de Fier – Djerdap
	3) LEA 400 kV Isaccea – Vulcănești	LEA 400 kV Porțile de Fier – Djerdap
	4) LEA 400 kV Tulcea Vest – Isaccea	LEA 400 kV Lacu Sărat – Gura Ialomiței
Import RO	1) LEA 400 kV Roșiori – Gădălin	AT – 400 MVA, 400/220 kV Roșiori
	2) LEA 400 kV Țânțăreni – Kozlodui circ. 1 sau circ. 2	LEA 400 kV Porțile de Fier – Djerdap

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

Scenarii NTC	exp1/ imp1	exp2/ imp2	exp3/ imp3	exp4/ imp4	exp5/ imp5
	R6	R6	R6	R6	R6
Export	1,2,3,4	1,2,3,4	1,2,3,4	1,2,3,4	1,2,3,4
Import	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2
Export RO	3650	3950	3950	3550	3750
Import RO	4400	4800	4700	4400	4400
RO->HU	1000	1000	1000	1000	1000
HU->RO	1000	1000	1000	1000	1000
RO->RS	650	750	750	650	750

RS->RO	800	1000	1000	800	800
RO->BG	1800	1900	1900	1800	1800
BG->RO	2000	2000	2000	2000	2000
RO->UA	50	100	100	50	50
UA->RO	300	400	300	200	300
RO->MD	150	200	200	50	150
MD->RO	300	400	400	200	200

Concluzii privind valorile NTC maxime negarantate:

➤ Scenarii de export:

- Elementul critic este LEA 400 kV Porțile de Fier – Djerdap. Contingențele critice principale pot fi LEA 400 kV Țânțăreni – Kozlodui circ. 1 sau circ. 2, sau LEA 400 kV Țânțăreni – Urechești
- 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:

- Contingențele critice sunt declanșarea LEA 400 kV Roșiori – Gădălin, sau a LEA 400 kV Țânțăreni – Kozlodui circ. 1 sau circ. 2 iar elementul critic este AT – 400 MVA, 400/220 kV Roșiori, respectiv LEA 400 kV Porțile de Fier – Djerdap ;
- În ceea ce privește analiza diverselor scenarii de schimb aplicate se constată că 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. 525 MW.

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

3.5.2. Valori NTC lunare/ sublunare ferme

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

Se iau în considerare:

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

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

Valorile NTC lunare ferme armonizate cu partenerii de interconexiune pentru luna aprilie 2023 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 2022

În cadrul capitolului se evaluează capacitatea disponibilă pentru comerțul transfrontalier în anul 2022 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 2022, capacitatea minimă disponibilă pentru comerțul interzonal prevăzută prin Planul de acțiuni a fost de 41% pentru granița România – Ungaria (980 MW) și de 34% pentru granița România – Bulgaria (1230 MW). Pentru menținerea siguranței în funcționare, conform prevederilor articolului 16(9) din Regulamentul (UE) 2019/943, CNTEE Transelectrica SA a depus cerere de derogare de la obligațiile prevăzute la articolul 16(8) din Regulamentul (UE) 2019/943 pentru granița România – Ungaria. Prin decizia nr. 59 din 02.02.2022, ANRE a acordat CNTEE Transelectrica SA derogare de la îndeplinirea obligației prevederilor articolului 16(8) din Regulamentul (UE) 2019/943 cu menținerea capacității minime disponibile pentru comerțul interzonal pentru anul 2022 pe granița România – Ungaria la 800 MW, reprezentând 33 % din capacitatea de transport. Pentru granița România – Bulgaria nu s-a depus cerere de derogare pentru acest an.

În anul 2021, în regiunea SEE a fost implementată metodologia *SEE CCR TSOs' proposal for the common capacity calculation methodology for the day-ahead and intraday market time-frame* (conform articolului 21 din Regulamentul (UE) 2015/1222) aprobată de autoritățile de reglementare din RCC SEE. Astfel, începând cu data de 01.07.2021 calculul de capacitate pentru intervalul de timp al pieței pentru ziua următoare pe granița RO – BG se realizează în mod coordonat la nivelul RCC SEE.

În trimestrul II al anului 2022, în cadrul regiunii Core a fost implementată metodologia *Day-ahead capacity calculation methodology of the Core capacity calculation region* (conform articolului 20ff din

Regulamentul (UE) 2015/1222) aprobată de ACER. Astfel, începând cu data de 09.06.2022 calculul de capacitate pentru intervalul de timp al pieței pentru ziua următoare pe granița RO – HU se realizează în mod coordonat prin metoda fluxurilor de putere la nivelul regiunii Core.

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

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

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

a) Calculul MCCC

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

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

unde:

b – granița care este inclusă în regiunea de calcul;

$pPTDF_{zz,b} = \max(0, PTDF_{zz,b}) - PTDF$ 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:

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

unde

b – granița care nu este inclusă în regiunea coordonată;

$PTDF_{zz,b}$ – $PTDF$ 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:

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

Începând cu data de 09.06.2022, datele pentru evaluarea capacității minime pentru granița România – Ungaria sunt disponibile la OTS, nemaifiind necesare calcule suplimentare realizate de către ACER. În continuare sunt prezentate datele care au stat la baza evaluării preliminare a capacității minime pentru perioada iunie – decembrie 2022, pentru granița România – Ungaria. Datele pentru granița România – Bulgaria, cât și cele anterior datei de 09.06.2022 pentru granița România – Ungaria vor fi puse la dispoziția OTS de către ACER începând cu luna aprilie 2023.

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

În figura 3.6.1 sunt prezentate rezultatele pentru perioada iunie – decembrie 2022, considerând valoarea minimă orară a marginii disponibile pe elementele critice. Evaluarea se face raportat la procentul din timp în care MACZT depășește valoarea stabilită prin derogarea acordată de către ANRE prin decizia nr. 59 din 02.02.2022 (33% din capacitatea de transport pentru granița România – Ungaria). Astfel, capacitatea disponibilă pentru comerțul interzonal a fost mai mică de 33% pentru 20% din perioada considerată, între 33 și 50% pentru 78% din timp și între 50 și 70% pentru 1% din timp. Defalcate pe luni, se poate observa faptul că în luna decembrie s-au obținut cele mai multe valori sub prag de 33% (pentru aproximativ 39% din lună).

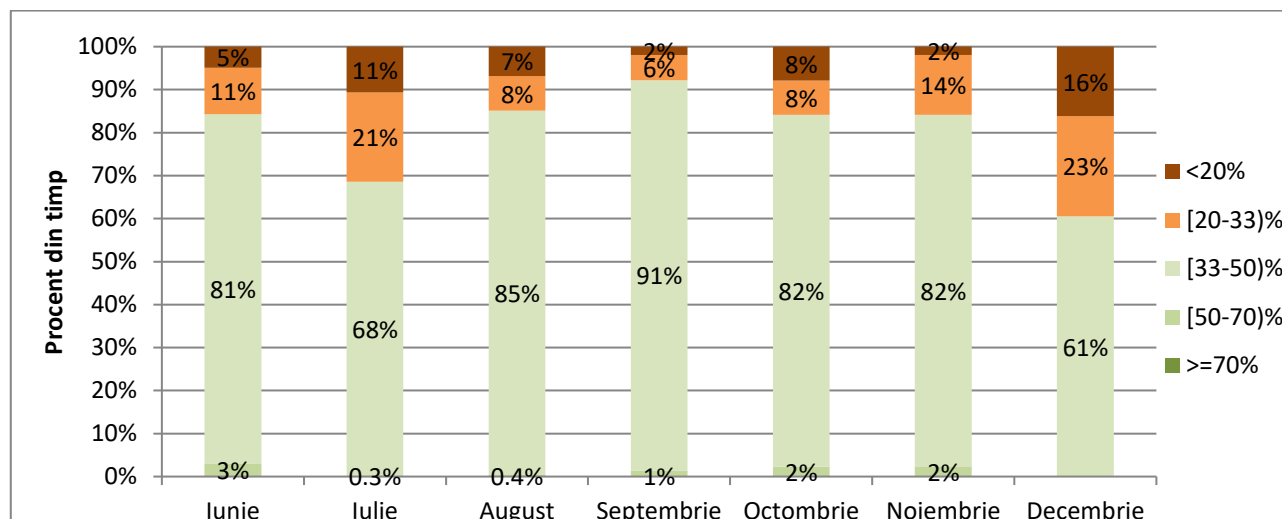


Fig. 3.6.1. Capacitatea disponibilă pentru comerțul interzonal în perioada iunie – decembrie 2022 ținând cont de valoarea minimă a marginii disponibile

Tabelul 3.6.1. Procentul de timp în care marginea disponibilă a fost sub o anumită valoare, considerând valorile minime din perioada iunie – decembrie 2022

Prag valori	Procent din timp
<20%	7%
[20-33)%	13%
[33-50)%	78%
[50-70)%	1%
>=70%	0%

În figura 3.6.2 sunt prezentate rezultatele pentru perioada iunie – decembrie 2022, considerând valoarea medie orară a marginii disponibile pe elementele critice. Astfel, capacitatea disponibilă pentru comerțul interzonal a fost mai mică de 33% pentru 1% din perioada considerată, între 33 și 50% pentru 22% din timp, între 50 și 70% pentru 71% din timp și mai mare de 70% pentru 5% din perioada considerată. Defalcate pe luni, se poate observa faptul că în luna decembrie s-au obținut cele mai mici valori ale MACZT, însă comparativ cu analiza pentru valorile minime, nu există valori sub 20%.

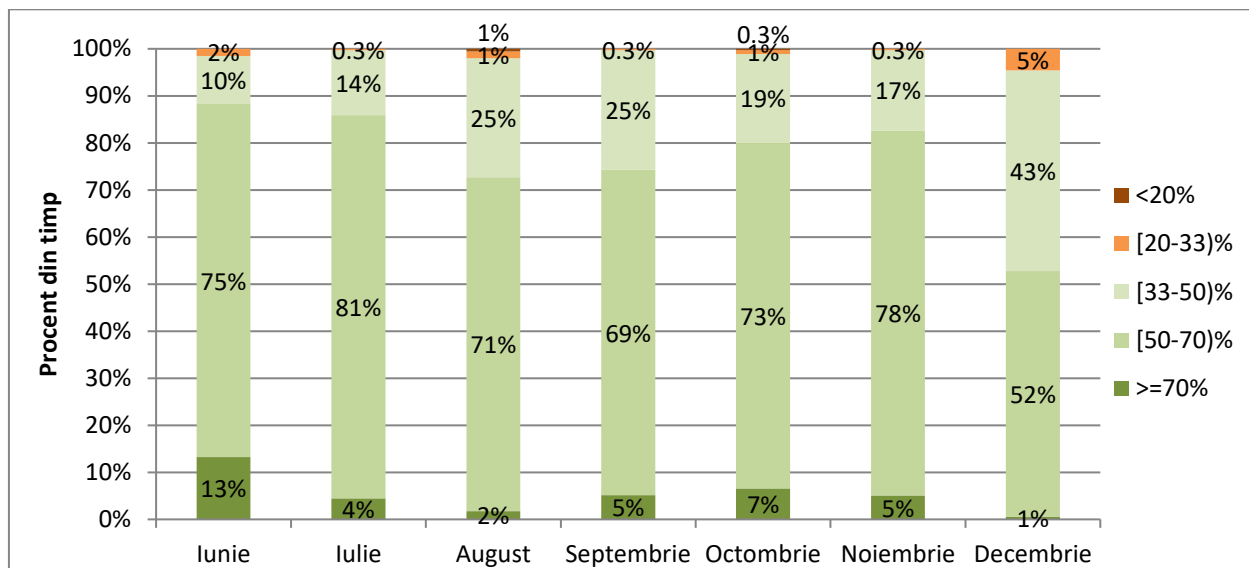


Fig. 3.6.2. Capacitatea disponibilă pentru comerțul interzonal în perioada iunie – decembrie 2022 ținând cont de valoarea medie a marginii disponibile

Tabelul 3.6.2. Procentul de timp în care marginea disponibilă a fost sub o anumită valoare, considerând valorile medii din perioada iunie – decembrie 2022

Prag valori	Procent din timp
<20%	0%
[20-33)%	1%
[33-50)%	22%
[50-70)%	71%
>=70%	5%

Valoarea medie a MACZT în perioada iunie – decembrie 2022 a fost de aproximativ 56.7%, fiind o valoare superioară valorii țintă prevăzută în derogarea pentru anul 2022.

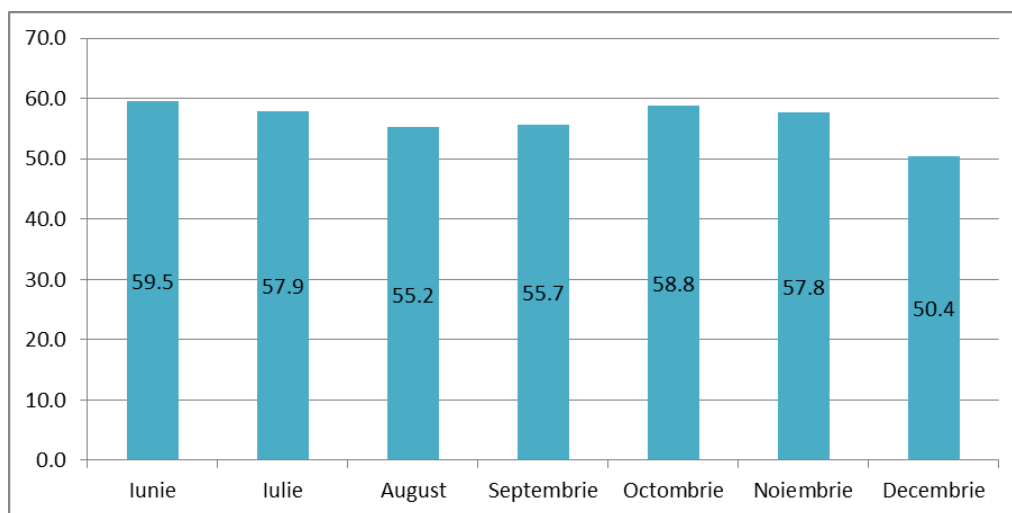


Fig. 3.6.3. Valorile medii ale capacității disponibile pentru comerțul interzonal defalcate pe fiecare lună

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).

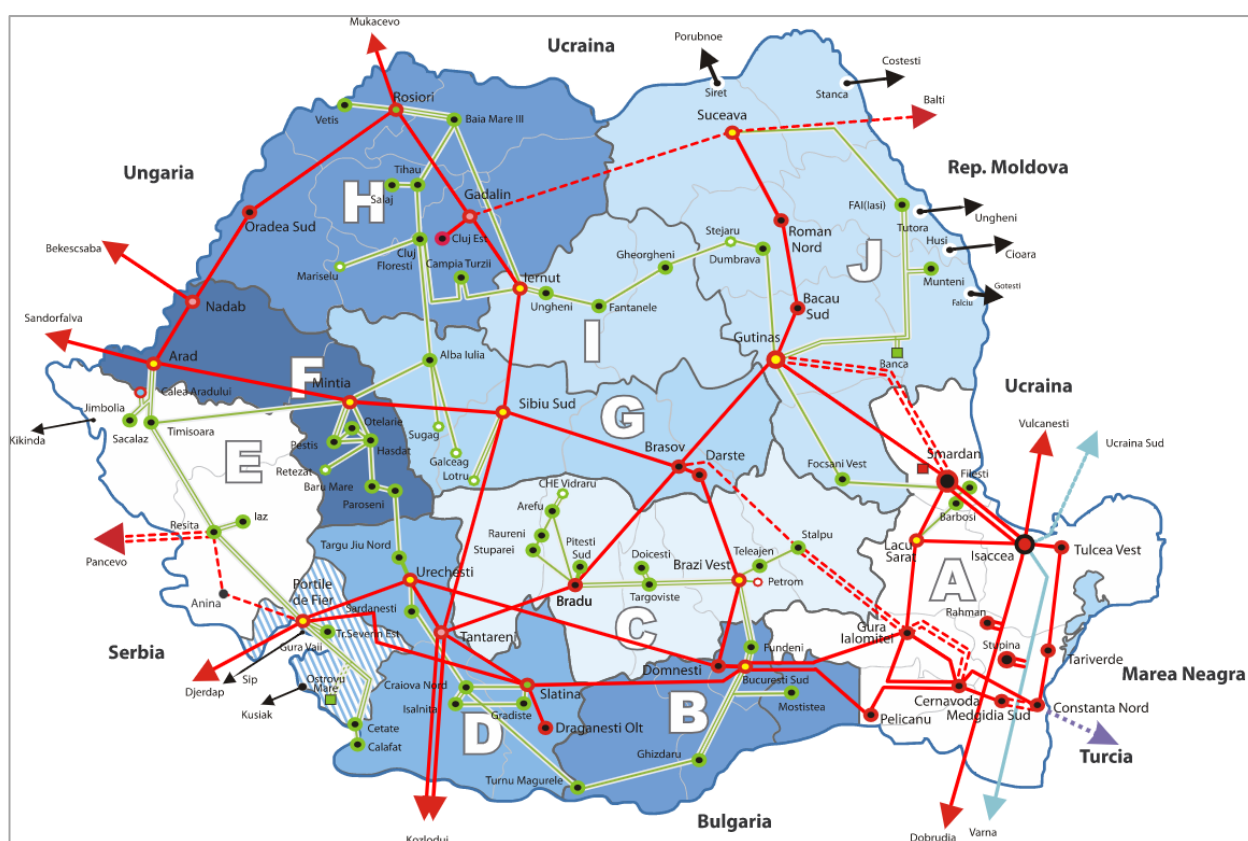


Fig. 3.7. Zonele analizate pentru determinarea capacității disponibile de racordare

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	2200	LEA 220 kV Bucureşti Sud – Fundeni circ. 1(2)/ LEA 220 kV Bucureşti Sud – Fundeni circ. 2(1)
C Piteşti – Târgovişte – Ploieşti	1017	LEA 220 kV Bradu – Arefu/ LEA 220 kV Bradu– Stupărei

Zona	Capacitatea de racordare	Element Critic/Contingentă
		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.
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	2200	LEA 400 kV Grăniceri – Bekescsaba/ LEA 400 kV Arad – Nădab.
G Sibiu – Brașov	1320	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	1720	AT 400 MVA 400/220 kV Roșiori/ LEA 400 kV Roșiori – Gădălin
I Târgu Mureș – Miercurea Ciuc	960	LEA 220 kV Iernut – Ungheni circ.1 / LEA 220 kV Iernut – Ungheni circ.2 LEA 110 kV Iernut – Târnăveni circ. 1(2) / LEA 110 kV Iernut – Târnăveni circ. 2(1)
J Nord – Est SEN	960	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.

Calcululele s-au efectuat pentru scheme cu N, N-1 elemente în funcțiune în ipoteza de balanță R4 (vârf de dimineață de vară), R3 (vârf de seară de vară) 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.

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

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

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

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

Benzile admisibile de tensiune conform Cod RET sunt:

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

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

4.1 Secțiunea S1

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

Excedentul inițial al secțiunii este de cca. 1330 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 $P_{8\%}=3980$ MW iar puterea admisibilă în secțiune este de

2870 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 $P_{8\%}=4020$ MW iar puterea admisibilă în secțiune este de 3410 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 $P_{8\%}=3990$ MW iar puterea admisibilă în secțiune este de 3070 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 $P_{8\%}=4010$ MW iar puterea admisibilă în secțiune este de 2870 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 $P_{8\%}=4050$ MW iar puterea admisibilă în secțiune este de 3240 MW (2660 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care apar suprasarcini pe LEA 220 kV Urechești – Târgu Jiu Nord și LEA 220 kV Paroșeni – Târgu Jiu Nord.
- La declanșarea LEA 400 kV Urechești – Domnești, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=4050$ MW iar puterea admisibilă în secțiune este de 3220 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 $P_{8\%}=3980$ MW iar puterea admisibilă în secțiune este de 3410 MW, valoare peste care apar suprasarcini pe LEA 220 kV Urechești – Târgu Jiu Nord și LEA 220 kV Paroșeni – Târgu Jiu Nord.

4.2. Secțiunea S2

4.2.1. Secțiunea S2 în ipoteza de balanță R4 palierul VDV cu producție în CEE și cu două unități în CNE Cernavodă în funcțiune.

Deficitul inițial al secțiunii este de cca. 1134 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 $P_{8\%}=2780$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 2480 MW (2440 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 $P_{8\%}=2930$ MW iar puterea admisibilă în secțiune este de 2370 MW (2340 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 $P_{8\%}=2920$ MW iar puterea admisibilă în secțiune este de 2220 MW (2190 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care apar suprasarcini pe LEA 220 kV Urechești – Târgu Jiu Nord și LEA 220 kV Paroșeni – Târgu Jiu Nord.

4.2.2. Secțiunea S2 în ipoteza de balanță R3 palierul VSV fără producție în CEE și CEF și cu o singură unitate în funcțiune în CNE Cernavodă.

Deficitul inițial al secțiunii este de cca. 1360 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 $P_{8\%}=2960$ MW iar puterea admisibilă în secțiune este de 2020 MW (1990 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care apar suprasarcini pe AT3 – 400 MVA, 400/220kV Arad.
- La declanșarea LEA 400kV Țânțăreni – Sibiu Sud, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=3250$ MW iar puterea admisibilă în secțiune este de 2900 MW (2860 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 $P_{8\%}=3250$ MW iar puterea admisibilă în secțiune este de 2840 MW (2800 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.

4.3. Secțiunea S3

Calculul s-a efectuat pentru scheme cu N, N-1 elemente în funcțiune în ipoteza de balanță R3 fără producție în CEE și CEF și cu o singură unitate în funcțiune în CNE Cernavodă. Deficitul inițial al S3 este de 610 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 $P_{8\%}=1180$ MW iar puterea admisibilă în secțiune este de 1040 MW (1040 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 $P_{8\%}=1310$ MW iar puterea admisibilă în secțiune este de 1170 MW (1170 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 $P_{8\%}=1590$ MW iar puterea admisibilă în secțiune este de 1380 MW (1380 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 $P_{8\%}=1580$ MW iar puterea admisibilă în secțiune este de 1400 MW (1400 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 $P_{8\%}=2080$ MW iar puterea admisibilă în secțiune este de 1320 MW (1320 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.

4.4. Secțiunea S4

4.4.1. Secțiunea S4 în ipoteza de balanță R4 palierul VDV cu producție în CEE și cu două unități în CNE Cernavodă.

Deficitul inițial al secțiunii este de cca. 575 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 $P_{8\%}=1470$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1260 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declanșarea LEA 400 kV Roșiori – Mukacevo, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1580$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1460 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 $P_{8\%}=1680$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1490 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declanșarea LEA 400 kV Gădălin – Iernut, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1770$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1540 MW, 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 $P_{8\%}=1770$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1530 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 $P_{8\%}=1710$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1520 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.

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

- La retragerea LEA 400 kV Roșiori – Mukacevo și declanșarea LEA 400 kV Sibiu Sud – Iernut, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1130$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1040 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La retragerea LEA 400 kV Sibiu Sud – Iernut și declanșarea LEA 400 kV Roșiori – Mukacevo puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1130$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1040 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La retragerea LEA 400 kV Sibiu Sud – Iernut și declanșarea LEA 220 kV Stejaru – Gheorgheni puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1280$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1100 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La retragerea LEA 220 kV Stejaru – Gheorgheni și declanșarea LEA 400 kV Sibiu Sud – Iernut, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1540$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1290 MW (1100 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.

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

Deficitul inițial al secțiunii este de cca. 678 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 $P_{8\%}=1620$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1320 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declanșarea LEA 400 kV Roșiori – Mukacevo, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1670$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1410 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 $P_{8\%}=1840$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1540 MW, valoare peste care apar suprasarcini pe AT 400 MVA, 400/220 kV Roșiori.
- La declanșarea LEA 220 kV Alba Iulia – Cluj Florești, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1860$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1420 MW, valoare peste care apar suprasarcini pe AT 400 MVA, 400/220 kV Roșiori.

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

Deficitul inițial al secțiunii este de cca. 575 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 $P_{8\%}=1570$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1290 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declanșarea LEA 400 kV Roșiori – Mukacevo, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1650$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1400 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 1520 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 $P_{8\%}=1870$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1590, 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 $P_{8\%}=1660$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1430, 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 $P_{8\%}=1850$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1570 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 1530 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.

4.5. Secțiunea S5

4.5.1. Secțiunea S5 în ipoteza de balanță R4 palierul VDV cu producție în CEE, CEF și cu două unități în funcțiune în CNE Cernavodă.

Deficitul inițial al secțiunii este de cca. 282 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 $P_{8\%}=990$ 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 $P_{8\%}=990$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 910 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declanșarea LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=990$ MW; iar puterea admisibilă în secțiune este de 720 MW, valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 220kV Lacu Sărat – Barboși – derivație Filești provizorat.
- La declanșarea LEA 400 kV Gutinaș – Bacău Sud puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=970$ 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 $P_{8\%}=1120$ MW; iar puterea admisibilă în secțiune este de 1040 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.

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

- La retragerea LEA 400 kV Brașov – Gutinaș și declanșarea LEA 400kV Smârdan – Gutinaș, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=590$ MW iar puterea admisibilă în secțiune este de 280 MW (280 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care apar suprasarcini pe Trafo 2 nou – 250 MVA, 400/110 kV Smârdan.
- La retragerea LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș și declanșarea LEA 400kV Brașov – Gutinaș, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=600$ MW iar puterea admisibilă în secțiune este de 300 MW (280 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care apar suprasarcini pe Trafo 2 nou – 250 MVA, 400/110 kV Smârdan.
- 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 $P_{8\%}=970$ MW iar puterea admisibilă în secțiune este de 500 MW (430 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 110 kV Liești – Tudor Vladimirescu.
- La retragerea LEA 400 kV Roman Nord – Suceava și declanșarea LEA 400kV Smârdan – Gutinaș, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=840$ MW iar puterea admisibilă în secțiune este de 710 MW, valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 220 kV Lacu Sărat – Barboși – derivație Filești provizorat.

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

Deficitul inițial al secțiunii este de cca. 438 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 $P_{8\%}=910$ 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 Brașov – Gutinaș puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=880$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 830 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declanșarea LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=940$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 900 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declanșarea LEA 400 kV Bacău Sud – Roman Nord puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=890$ 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 $P_{8\%}=910$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 830 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 $P_{8\%}=1030$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 900 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 213 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 $P_{8\%}=940$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 870 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declanșarea LEA 400 kV Bacău Sud – Roman Nord puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=850$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 770 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declanșarea LEA 400 kV Gutinaș – Bacău Sud puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=900$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 830 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declanșarea LEA 400 kV Brașov – Gutinaș puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=950$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 890 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 $P_{8\%}=1030$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 910 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.

4.6. Secțiunea S6

4.6.1. Secțiunea S6 în ipoteza de balanță R4 palierul VDV cu producție în CEE, CEF și cu două unități în CNE Cernavodă.

Excedentul inițial al secțiunii S6 este de 2940 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 $P_{8\%}=5740$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 4210 MW

(4140 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 $P_{8\%}=5890$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 3270 MW (3210 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 $P_{8\%}=5790$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 3270 MW (3210 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 110 kV Dragoș Vodă – Slobozia Sud.

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

- La retragerea LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș și declanșarea LEA 400 kV Brașov – Gutinaș, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=5520$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 3410 MW (3180 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 110 kV Gutinaș – Mărășești.
- 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 $P_{8\%}=5640$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 2550 MW (2370 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 110 kV Mărășești – Tecuci.
- La retragerea LEA 400 kV Brașov – Gutinaș și declanșarea LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=5720$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 3440 MW (3270 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 110 kV Mărășești – Tecuci.

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 2332 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 $P_{8\%}=5150$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 4000 MW (3940 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 $P_{8\%}=5240$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 3790 MW (3730 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 $P_{8\%}=5080$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 4020 MW (3960 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 $P_{8\%}=4430$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 4040 MW (3980 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care apar suprasarcini pe Trafo2 – 250 MVA, 400/110 kV Medgidia Sud.

- La declanșarea LEA 400 kV Tariverde – Tulcea Vest, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=5040$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 4610 MW (4540 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 $P_{8\%}=5310$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 4540 MW (4470 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declanșarea LEA 220 kV Barboși – Focșani Vest, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=5380$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 4700 MW (4630 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 vară 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 iarnă 2022 – 2023:

DET 1

Statia 220/110 kV Dumbrava:

- AT1 – 200 MVA, 220/110 kV în funcțiune la Bara 1 – 220 kV;
- AT2 – 200 MVA, 220/110 kV în rezervă caldă la Bara 2 – 220 kV;
- S-au finalizat lucrările de retehnologizare a stației 110 kV;

Statia 220/110 kV Filești:

- LEA 220 kV Barboși – Lacu Sărat derivație AT 200 MVA, 220/110 kV Filești provizorat în funcțiune.

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 400/220/110 kV Lacu Sărat:

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

Statia 110 kV Liești:

- LEA 110 kV Maxineni în rezervă caldă.

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 1A – 110 kV și 1B – 110 kV;
- Barele 2A și 2B 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 kV Cernavodă:

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

Statia 400/110 kV Gura Ialomiței:

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

Stația 400/110 kV Pelicanu:

- LEA 110 kV CSC1 în funcțiune la Bara 2 – 110 kV;
- LEA 110 kV CSC2 în funcțiune la Bara 1 – 110 kV;
- LEA 110 kV Saint Gobain în funcțiune la Bara 1 – 110 kV;
- LEA 110 kV Călărași în funcțiune la 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 Ișalnița:**

- AT1 – 200 MVA, 220/110 kV în funcțiune la Bara 1 – 220 kV;
- AT2 – 200 MVA, 220/110 kV în rezervă caldă la Bara 1 – 220 kV;
- LEA 220 kV Gradiște în funcțiune la Bara 2 – 220 kV;

Stația 220/110 kV Arefu

- RTh în desfășurare;
- LEA 220 kV Bradu – Râureni – derivație Arefu provizorat funcționând pe celula LEA 220 kV Bradu în stația Arefu la bara 2 – 220 kV;
- AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Arefu în funcțiune la Bara 2 – 220 kV și Barele 1 și 2 – 110 kV (prin furcă de separatoare);
- AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Arefu în rezervă caldă Bara 2 – 220 kV și Bara 2 – 110 kV;
- LEA 220 kV UHE circ. 1, circ. 2 în funcțiune la Bara 2 – 220 kV;
- LEA 110 kV Arefu – Câmpulung circ. 2 – CHE Lerești în funcțiune la Bara 2 – 110 kV;
- LEA 110 kV Câmpulung circ. 1 – Oești – derivatie Arefu provizorat în funcțiune la Bara 2 – 110 kV.

DET 4**Statia 220 kV Retezat:**

- LEA 220 kV Hășdat în funcțiune la Bara 2 – 220 kV;
- Celula 220 kV Iaz în rezervă caldă la Bara 2 – 220 kV.

Statia 220/110 kV Baru Mare:

- LEA 110 kV Baru Mare – Hațeg în funcțiune pe celula proprie;
- LEA 110 kV Lonea – Pui CFR provizorat în funcțiune;
- LEA 110 kV Retezat – CHE Clopotiva provizorat în funcțiune pe celula proprie;

- LEA 110 kV Baru Mare – Arena Lupeni provizorat în funcțiune pe celula Pui CFR;
- LEA 110 kV Baru Mare – Paroșeni – Aninoasa circ. 1 provizorat în funcțiune pe celula mobilă;
- LEA 110 kV Baru Mare – Paroșeni circ. 2 în funcțiune în Paroșeni și cu cordoanele dezlegate la primul stâlp spre rigla stației Baru Mare;
- 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 Ciudanovița – Călnicel provizorat în funcțiune ;
- LEA 110 kV Oxigen circ. 2 – Furnale circ. 1 provizorat în funcțiune;
- LEA 110 kV ICMR circ. 2 – Oxigen circ. 1 în funcțiune;

Stația 110 kV Bujac:

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

Stația 110 kV IMT:

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

Stația 110 kV Fratelia:

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

Stația 110 kV Covaci:

- Racordată intrare – ieșire în LEA 110 kV Săcălaz – Orțișoara;

DET 5

Statia 220/110 kV Fântânele:

- Bara 1 – 110 kV: AT 200 MVA, 220/110 kV în funcțiune, LEA 110 kV Târnăveni circ. 1 în funcțiune, LEA 110 kV Hoghiz circ. 1 în rezervă caldă, LEA 110 kV Sighișoara în funcțiune, LEA 110 kV Sovata în funcțiune;
- Bara 2 – 110 kV: LEA 110 kV Târnăveni circ. 2 în funcțiune, LEA 110 kV Hoghiz circ. 2 în rezervă caldă, LEA 110 kV Corunca în funcțiune, LEA 110kV Cristur în funcțiune;
- CT 110 kV în funcțiune;

Statia 400/110 kV Cluj Est:

- Bara 1 – 110 kV: LEA 110 kV Mănăștur – Clujana – Cluj Centru în funcțiune, LEA 110 kV Cluj Nord în funcțiune, LEA 110 kV Alverna în funcțiune;
- Bara 2 – 110 kV: Trafo 7 – 250 MVA, 400/110 kV în funcțiune, LEA 110 kV Jucu – CFR Apahida circ. 1 în funcțiune, LEA 110 kV Jucu – CFR Apahida circ. 2 în funcțiune;
- CT 110 kV în funcțiune;

Statia 110 kV Nova:

- LE 110 kV Câmpia Turzii – Nova în funcțiune.

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

DET 1:

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

DET 2:

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

DET 3:

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

DET 4:

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

DET 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

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

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

- zona 110kV Lacu Sărat, Smârdan;

- zona stațiilor 400/110kV Stupina și 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>	311
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. Ialomitei	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 iarnă 2022-2023, deoarece nu au mai fost puse în funcțiune CEED.

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

DET	Pd. netă modelată [MW]
1	48
2	418
3	163
4	47
5	233
Total SEN	910

S-au modelat suplimentar față de sezonul precedent, de iarnă 2022-2023 90 MW în CEF.

6.2.2. Determinarea puterii maxime admisibile în CEE

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

- acoperirii palierului de consum și a soldului propus;
- respectării criteriului (N-1), considerând temperatura mediului ambiant de 30°C.

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

Zone MW	Dobrogea 110 kV			L.Sarat, Smardan 110 kV	Tariverde	Stupina, Rahman	Baltagesti G.Ialomitei (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:

- se limitează **confidențial**;

După considerarea acestei limitări, verificarea criteriului (N-1) în RED pe schema cu N elemente în funcțiune impune limitare suplimentară preventivă **confidențial**, situație care corespunde unui excedent maxim admisibil al acestei zone de **confidențial**.

Pentru respectarea criteriului (N-1) în RET, nu au fost necesare buclări, dar s-au aplicat preventiv măsuri de asigurare a unui deficit admisibil în zona Fundeni, prin descărcare de consum pe zonele adiacente și s-au aplicat măsuri postavarie pentru descărcarea unor unități de transformare. De asemenea a fost necesară conectarea unor bobine de compensare, suplimentar față de analizele din sezoanele precedente pentru regimul de bază.

Reducerea producției de la cca. 2906 MW la cca. 2783 MW este identificată că fiind cea mai mică posibilă în condițiile schemei de calcul și în ipoteza de palier de consum (7500 MW) și sold (export 1000 MW) considerată.

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

Zone	Dobrogea 110 kV			Lacu Sărat, Smârdan 110 kV	Tariverde	Stupina, Rahman	Bălățești G.lalomiței (include CEE Pantelimon)	Moldova (include CEE Corni și Cudalbi) Banat	SEN
MW	984								
	CEE Peștera, Chirnogeni, Cobadin, Pecineaga 2, Mihai Viteazu (1 si 2)	Hârșova – Medgidia Sud – Constanța Nord	Tulcea						
P _{max.CEE}	289	confidențial	confidențial	146	585	590	confidențial	248	cca. 2783

Zone <

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

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

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

Regim	Tip palier	Palier consum [MW]	Prod. în CEE [MW]	Prod. în CEF [MW]	Prod. în CECC Petrom Brazi [MW]	Prod. în CNE [MW]	Sold export [MW]
R1	VS apr	7700	**) 2906 ↘ 2784	0	confidențial	1400	1000
R2	Gs	4500	1700	0		1400	800
R3	VS mai	7200	0	0		700	-1800
R4*)	VD V	7500	**) 2906 ↘ 2784	700		1400	1000
R5	VD V max (CEE=0)	8700	0	700		1400	-1400
R6	VD V (IGM sezonier)	8000	1000	600		1400	-807

R4 este regim de bază.

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

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

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

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 R4 (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)	$P_{g\ CEE}$ / Excedent maxim al zonelor cu limitare preventiva
LEA 400 kV Gutinaș – Smârdan	<i>confidențial</i>	<i>confidențial</i>
LEA 400 kV Lacu Sărat – Gura Ialomiței		
LEA 400 kV București Sud – Gura Ialomiței		
LEA 400 kV București Sud – Pelicanu		
LEA 400 kV Pelicanu – Cernavodă		
LEA 400 kV Domnești – București Sud		
LEA 400 kV Domnești – Brazi Vest		
LEA 400 kV Constanța Nord – Cernavodă		
LEA 400 kV Tulcea Vest – Isaccea		
LEA 400 kV Tulcea Vest – Tariverde		
LEA 400 kV Medgidia Sud – Cernavodă		
LEA 400 kV Constanța Nord – Tariverde		

6.3. Managementul congestiilor

confidențial

6.4. Condiționări de regim

confidențial

6.5. Capacitatea de racordare pentru noi unități de producție

6.5.1. Capacitatea totală de racordare pentru noi unități de producție de energie electrică care poate fi preluată de RET fără întâriri este de aproximativ 11600 MW;

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

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

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

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

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

6.6. Concluzii privind stabilitatea statică

Se vor respecta puterile admisibile în secțiunile caracteristice ale SEN.

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

Pentru a crește puterile admisibile în secțiunea S4 este necesară punerea în funcțiune a unui nou AT – 400 MVA, 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.

6.7. Concluzii privind stabilitatea tranzitorie

confidențial

6.8. Concluzii generale

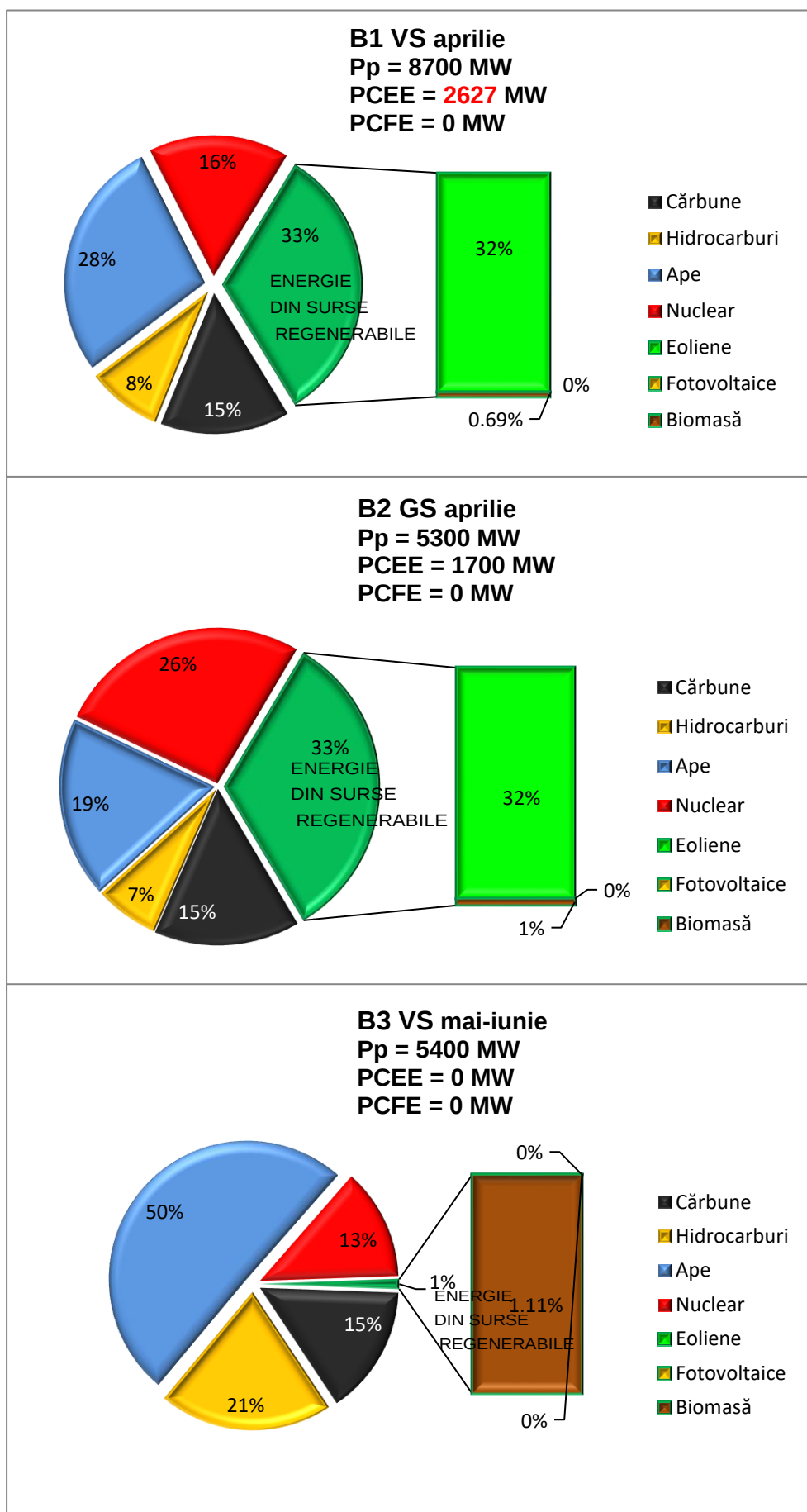
În corelare cu rezultatele studiului „Planificarea operațională a funcționării SEN în vara 2023”, este necesară urgentarea realizării unor*) obiective investiționale incluse în Planul de Dezvoltare a RET 2022 – 2031:

- Finalizarea rețehnologizării stației 400 kV Medgidia Sud și racordarea LEA 400 kV de interconexiune cu BG din această zonă în statia 400/110 kV Medgidia Sud;
- Punerea în funcțiune a LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș d.c. (1 c.e.);

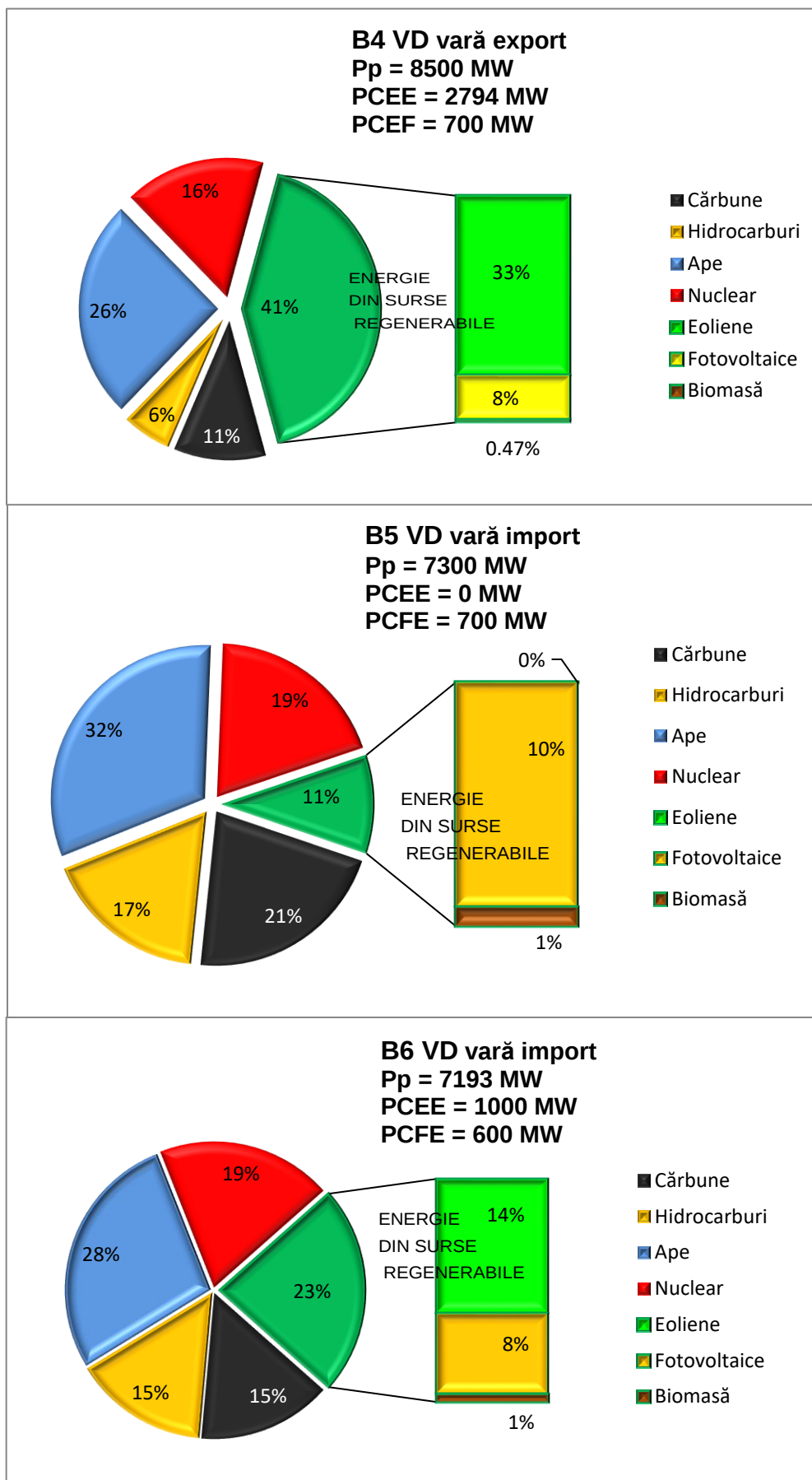
- Punerea în funcțiune a LEA 400 kV dublu circuit Cernavodă – Stâlp, cu un circuit intrare/ieșire în stația Gura Ialomiței;
- Trecerea la 400 kV a axului Brazi Vest – Teleajen – Stâlp;
- Punerea în funcțiune a LEA 400 kV Porțile de Fier – Reșița;
- Punerea în funcțiune a celui de-al doilea AT 400 MVA, 400/220 kV Roșiori;
- Punerea în funcțiune a celui de-al doilea AT 400 MVA, 400/220 kV Brazi Vest;
- Punerea în funcțiune a unei stații de injecție în centrul de consum al Municipiului București.

*) Studiul „Planificarea operațională a funcționării SEN în vara 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 vara 2023” se referă la planificarea operațională a funcționării SEN la nivel semestrial.

Structura pe resurse a producției brute din SEN în vara 2023 (valori procentuale)

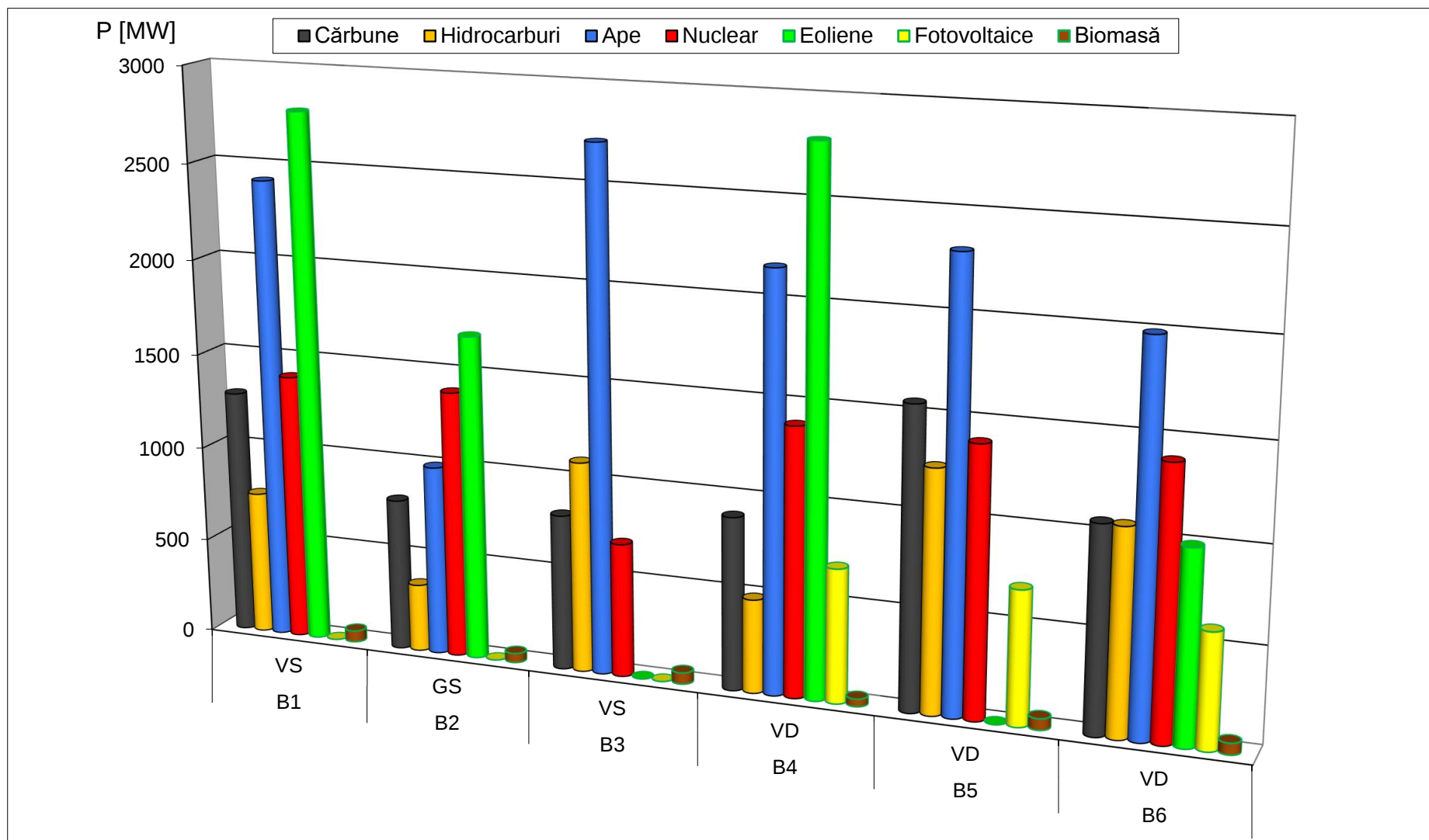


Structura pe resurse a producției brute din SEN în vara 2023 (valori procentuale)



Structura pe resurse a producției brute din SEN pentru vara 2023
(valori absolute)

ANEXA 2.7.3.



Anexa 3.11. Valori NTC ferme pentru luna aprilie 2023

Valorile NTC fiabile pe granițele României în aprilie **2023** licitații lunare

NTC	1-2.04	3-7.04	8-9.04	10-13.04	14-16.04	17.04	18.04	19-21.04	22-23.04	24-28.04	29-30.04
RO=>HU	800										
HU=>RO	800										
RO =>RS	500						300			600	
RS =>RO	400				700			400		500	
RO=>BG	1200				1560			1200			
BG=>RO	1200				1560			1200			
RO=>UA	0										
UA=>RO	0										
RO=MD	0										
MD=>RO	0										
RO export	2500				2860		2660	2300			2600
RO import	2400				3060			2400		2500	

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