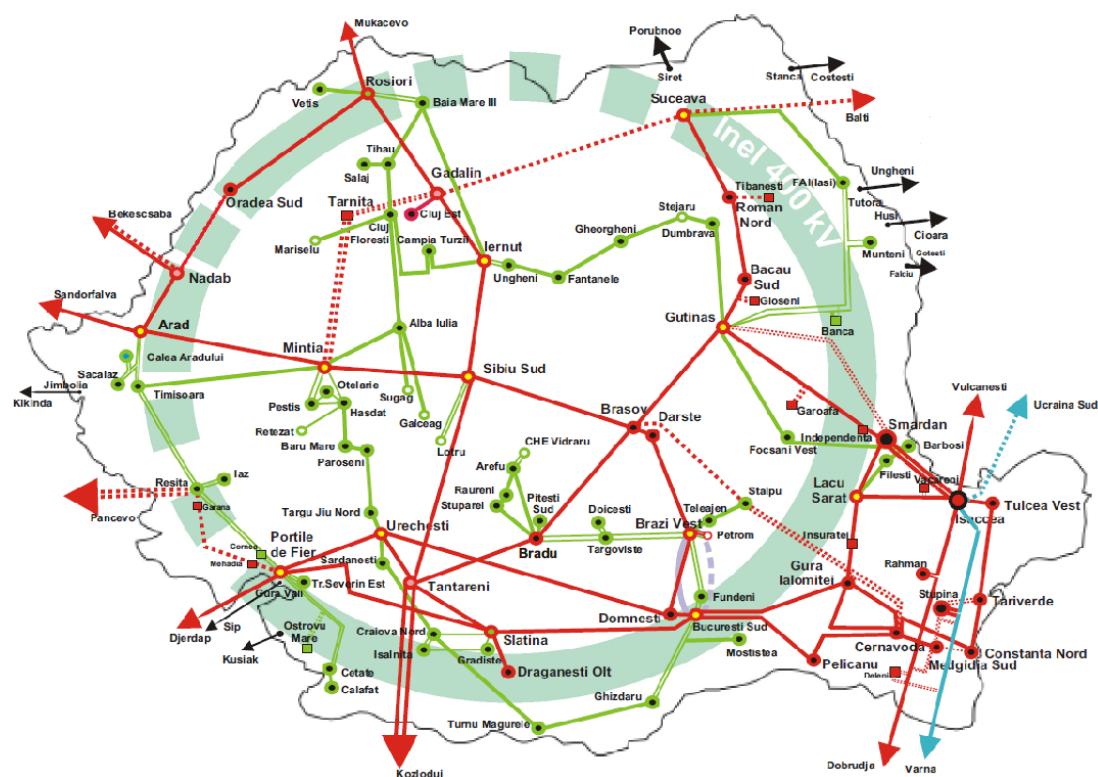


**Unitatea Operatională – Dispecerul Energetic Național**  
 Bd. Hristo Botev 16-18; sect.3; cod 030236 – București  
 Tel: 021 3035713; 021 3035613; Fax: + 40 21 3035 630

## Planificarea operațională a funcționării SEN în vara 2021



**Martie 2021**

Acest studiu nu poate fi reprodat, împrumutat, expus sau folosit în niciun alt scop dacă 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 2020 .....	5
2.2. Consumuri înregistrate în vara 2020.....	7
2.3. Valori NTC.....	9
2.4. Evoluția necesarului de energie electrică în vara 2021 .....	11
2.5. Consumul intern brut mediu lunar prognozat pentru vara 2021 .....	11
2.6. Capacități de producție.....	12
2.7. Variantele de balanță.....	13
2.8. Servicii tehnologice de sistem .....	14
3. REGIMURI STĂTIONARE DE FUNCȚIONARE A SEN .....	15
3.1. Schema de calcul .....	15
3.2. Variante de regimuri analizate .....	18
3.3. Analiză regimurilor de funcționare .....	19
3.3.1. Prezentarea CEE modelate .....	19
3.3.2. Prezentarea CEF modelate .....	20
3.3.3. Analiza regimurilor de funcționare în schemă N.....	20
A. Circulații de putere .....	21
B. Nivelul de tensiune și stabilirea domeniului de variație al tensiunii .....	22
C. Consumul propriu tehnologic .....	24
D. Verificarea criteriului de siguranță N-1 pentru regimurile de funcționare.....	25
3.3.4. Analiza regimurilor de funcționare în scheme cu retrageri .....	39
3.3.5. Analiza schemei RED 110 kV luând în considerare punerea în funcțiune a LEA 400 kV Nădab – Oradea Sud și Trafo 3 – 250 MVA, 400/110 kV Sibiu Sud .....	40
3.4. Managementul congestiilor .....	43
3.5. Capacitati nete de schimb ale SEN (NTC) .....	44
3.5.1. Valori NTC sezoniere maxime negarante .....	44
3.5.2. Valori NTC lunare/ sublunare ferme.....	46
4. VERIFICAREA STABILITĂȚII STATICE .....	48
4.1 Secțiunea S1 .....	48
4.2. Secțiunea S2.....	49
4.3. Secțiunea S3 .....	50
4.4. Secțiunea S4 .....	51
4.5. Secțiunea S5 .....	53
5. VERIFICAREA STABILITĂȚII TRANZITORII A ZONEI CERNAVODĂ .....	58
6. CONCLUZII ȘI PROPUNERI DE MĂSURI .....	59
6.1. Propuneri pentru schema normală de funcționare .....	59
6.2. Concluzii privind regimurile staționare .....	61
6.3. Managementul congestiilor.....	65
6.4. Condiționări de regim .....	65
6.5. Concluzii privind stabilitatea statică .....	65
6.6. Concluzii privind stabilitatea tranzitorie .....	65
6.7. Concluzii generale .....	65

**ANEXE:**

2.7.2 – 2.7.3 Structura pe resurse a producției brute din SEN  
3.11 Valori NTC ferme pentru luna aprilie 2021

## **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 2021 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. 1/ 2021.

La elaborarea studiului s-a ținut cont de:

- Programul anual de retrageri echipamente din RET pentru anul 2021 (inclusiv linii de interconexiune);
- Programul anual de retrageri grupuri pentru anul 2021;
- Informații referitoare la perioada analizată de la ELCEN privind prognoza puterilor prioritare și de la ROMGAZ referitoare la valorile puterilor contractate / estimate pentru unitatile dispecerizabile din CTE lernut;
- Informațiile primite de la Operatorii de Distribuție referitoare la consumatori (evoluție consum, puneri în funcțiune a unor statii noi în RED).

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

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

S-a considerat pentru perioada de vară o balanță de puteri cu o producție la vârf de 9000 MW, care acoperă un consum intern de 8000 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 sarcina mediu și maxim.

S-a considerat funcționarea interconectată a SEN cu rețeaua europeană continentală sincronă, vestul Ucrainei și Turcia.

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 condițiilor 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 capacitațiilor 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 creștere a producției eoliene;
- identificarea posibilităților de acordarea a una, două retrageri neplanificate pe linii semnificative pentru zona Dobrogea.

## 2. BALANȚE DE PUTERE

### 2.1. Consumuri înregistrate în ziua caracteristică din vara 2020

Înregistrarea valorilor consumului intern brut pentru palierile caracteristice de funcționare în vara 2020 s-a facut în ziua de miercuri 15 iulie 2020 (pentru vârful de dimineată, vârful de seară și golul de noapte) și noaptea de 19 – 20 iulie (pentru golul de sărbătoare).

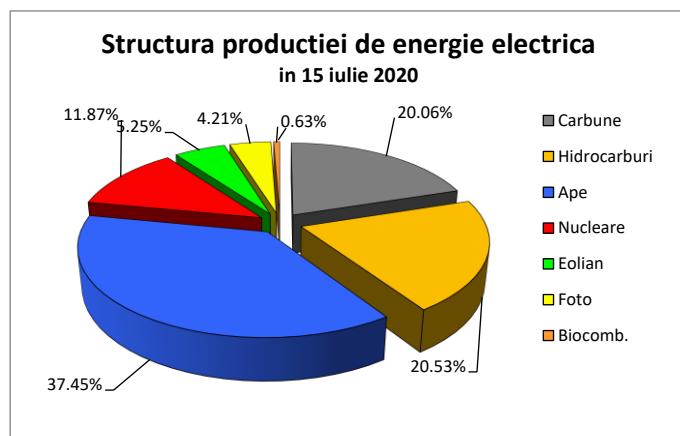
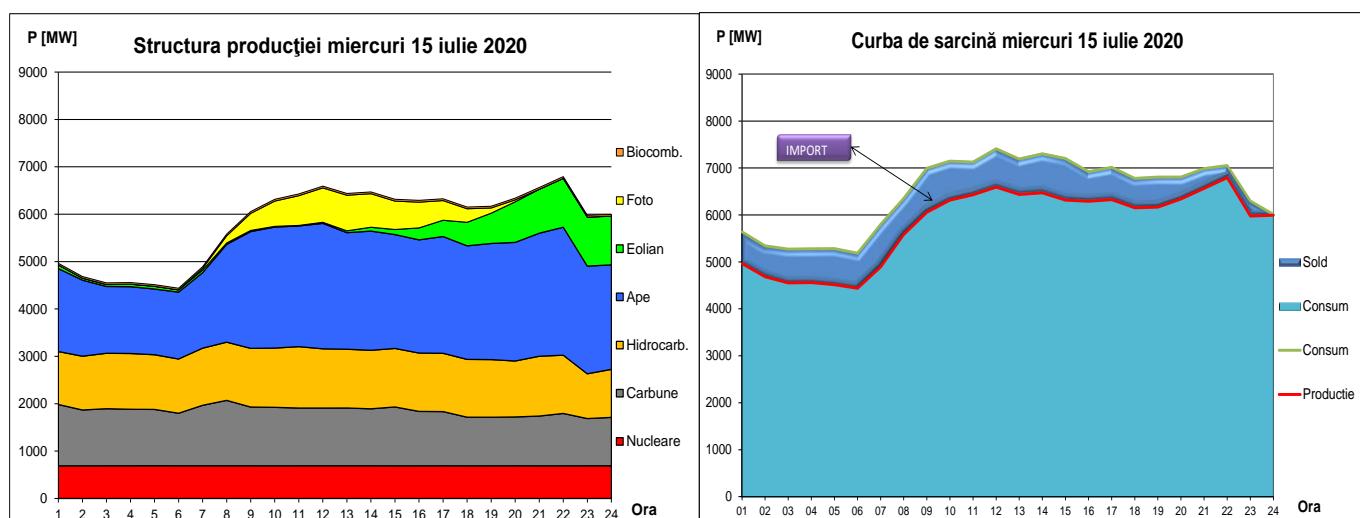
Valorile consumurilor înregistrate pe ansamblul SEN la palierele specifice în ziua caracteristică au fost:

#### 15 iulie 2020

- vârful de dimineată: 7304 MW ora 14
- vârful de seară: 7052 MW ora 22
- golul de noapte: 5284 MW ora 04

#### 20 iulie 2020

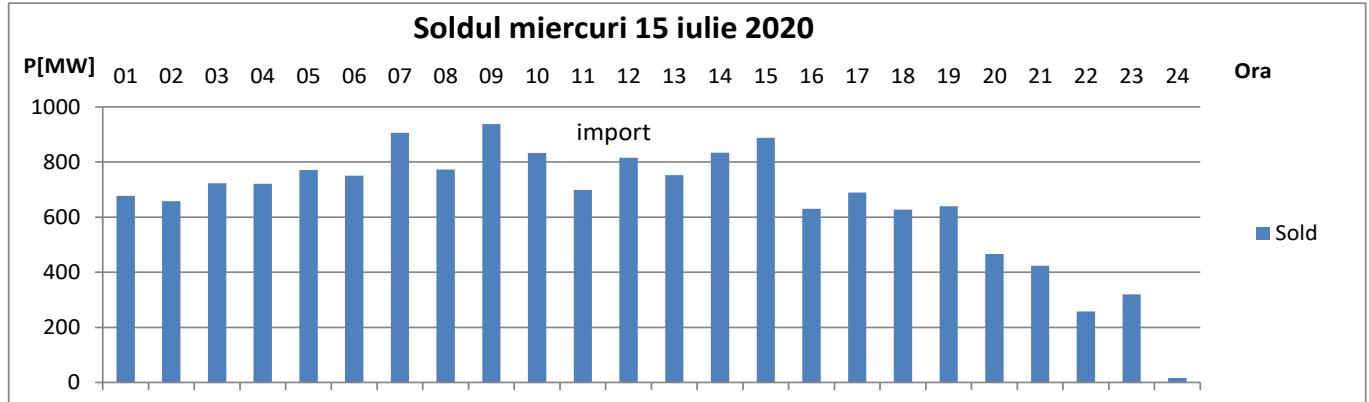
- golul de sărbătoare: 4878 MW ora 04.



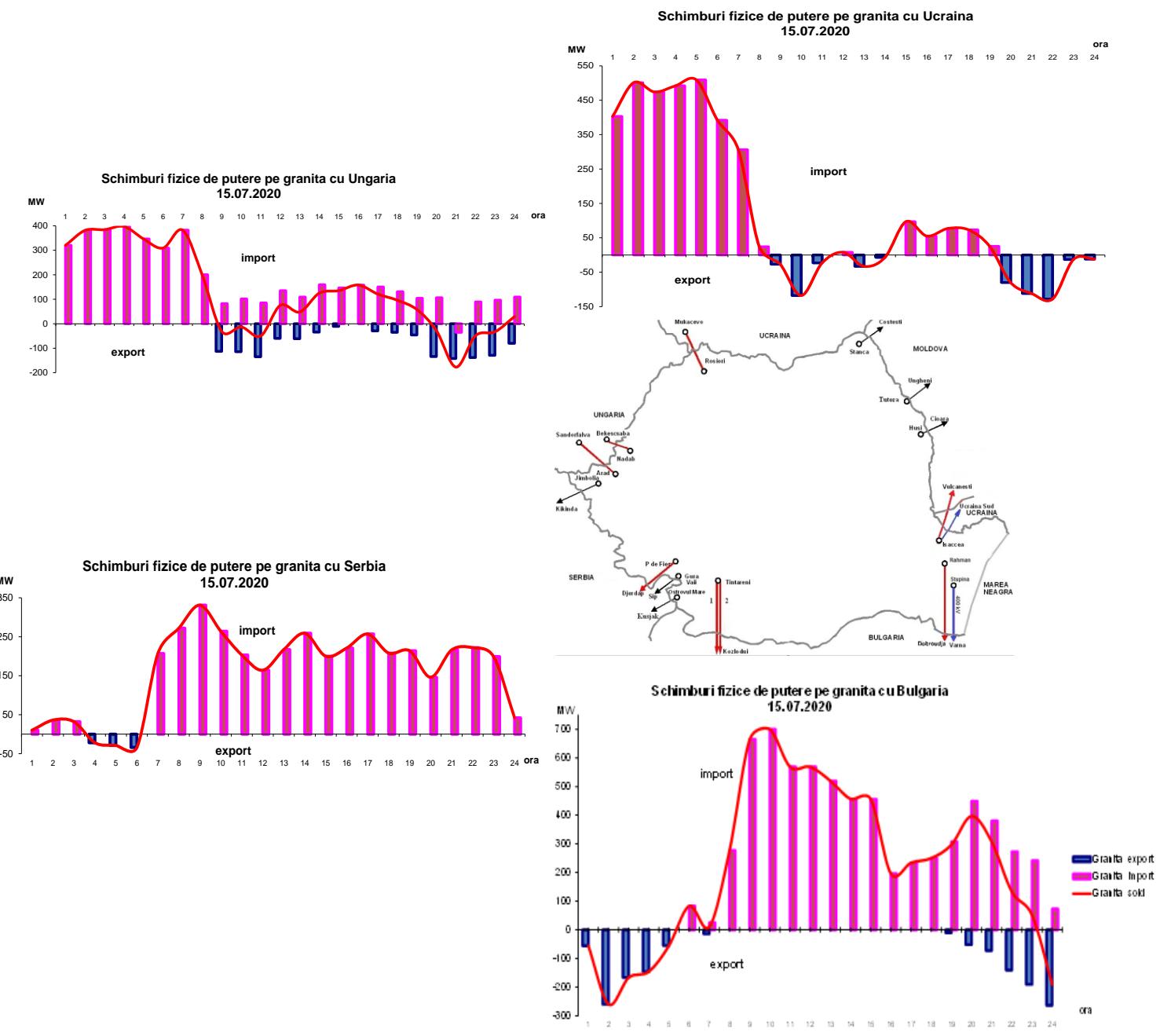
Structura producției [MWh/h, %]	Carbune	1165	20.06%
	Hidrocarburi	1192	20.53%
	Ape	2175	37.45%
	Nucleare	690	11.87%
	Eolian	305	5.25%
	Foto	245	4.21%
	Biocomb.	36	0.63%

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.

În data de 15 iulie 2020 soldul SEN a fost de import în toate intervalele orare ale zilei. Soldul de pe liniile de interconexiune înregistrat în această zi a fost preponderent de import pe toate granițele SEN. Variația soldului SEN în ziua caracteristică și repartizarea pe granițe este reprezentată în graficele de mai jos.



### Schimburi fizice pe granițele SEN în ziua caracteristică de vară – 15 iulie 2020



## 2.2. Consumuri înregistrate în vara 2020

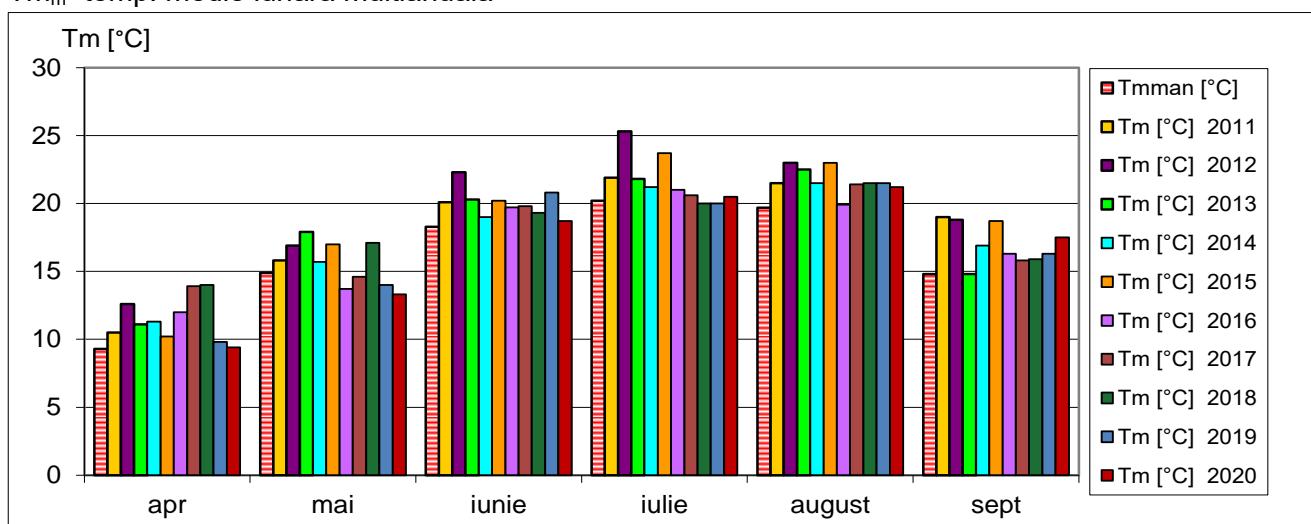
În general, consumul de energie electrică într-o anumită perioada de timp este influențat de condițiile naturale (meteorologice: temperaturi și precipitații) și de activitatea oamenilor (contextul politic, economic și finanțiar al perioadei). Anul 2020 nu a fost un an care să se încadreze în aceasta paradigmă, ci a fost marcat de pandemia de COVID 19, care a provocat blocarea sau declinul unor activități economice la nivel planetar cu impact direct în scăderea pronunțată a consumului de energie electrică, astfel în perioada stării de urgență, în România a scăzut consumul frecvent cu circa 1000 MW (a se vedea datele orare istorice și tabelul 2.2.1)

Din punct de vedere al condițiilor meteorologice, vara 2020 a fost o vară normală. Temperatura medie a lunilor aprilie, mai și iunie a fost sub valorile medii multianuale, iar a lunilor iulie, august și septembrie au fost în zona valorilor medii multianuale. Cantitatea totală medie de precipitații la nivel național a fost minimă pentru luna aprilie și local mai mare decât cea normală în luna mai. Temperaturile în perioada iunie – septembrie au fost mai mari decât valorile multianuale. Luna iunie a fost o luna foarte ploioasă, cantitatea totală medie de precipitații la nivel național a fost de 131.4 l/mp. Precipitațiile au continuat și în luna iulie, dar au scăzut cantitativ. Temperatura maximă a perioadei s-a înregistrat în zilele de 30 și 31 iulie în sudul extrem al țării și a fost de 38°C. Indicele temperatură – umezeală a atins și depășit pragul critic frecvent pe durata lunii iulie.

Luna	Tm <sub>ma</sub> n [°C]	Tm [°C] 2011	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
apr	9.3	10.5	12.6	11.1	11.3	10.2	12.0	13.9	14.0	9.8	9.4
mai	14.9	15.8	16.9	17.9	15.7	17.0	13.7	14.6	17.1	14.0	13.3
iunie	18.3	20.1	22.3	20.3	19	20.2	19.7	19.8	19.3	20.8	18.7
iulie	20.2	21.9	25.3	21.8	21.2	23.7	21.0	20.6	20.0	20.0	20.5
august	19.7	21.5	23.0	22.5	21.5	23.0	19.9	21.4	21.5	21.5	21.2
sept	14.8	19	18.8	14.8	16.9	18.7	16.3	15.8	15.9	16.3	17.5

Tm- temperatura medie lunară

Tm<sub>m</sub>- temp. medie lunară multianuală



Din punct de vedere al situațiilor excepționale generate de pandemia de COVID 19 s-a înregistrat un declin al activităților economice și mai ales al celor sociale.

Consumul de energie electrică din vara 2020 a fost afectat de măsurile luate pentru stoparea răspândirii virusului COVID 19, odată cu instituirea stării de urgență (15 martie 2020). Pe durata stării de urgență au fost opriți activitățile neesențiale, deplasările persoanelor au fost limitate la cele strict necesare și justificate iar transportul de mărfuri s-a limitat la produsele alimentare și medicale. Au fost sistate activitățile sociale care presupuneau aducerea în același spațiu a mai multor persoane (din sălile de învățământ, teatru, concerte, cinema sau evenimente, simpozioane etc.). S-au închis unitățile de alimentație publică, magazinele neesențiale, muzeele etc.. Multe instituții și-au regândit activitatea și au continuat-o de la distanță, cum este și cazul unităților de învățământ.

La data de 15 mai 2020 s-a trecut la starea de alertă și o parte din restricții s-au relaxat. S-au reluat parțial activitățile sisteme (cabinete stomatologice, saloane cosmetice, unități de comerț, muzee, hoteluri) cu respectarea unor măsuri de distanțare fizică. În condițiile de pandemie au apărut și s-au dezvoltat aplicații informatică care au făcut posibilă desfășurarea a tot mai multe activități de la distanță. În aceste condiții consumul de energie electrică a crescut față de lunile aprilie și mai, dar a rămas mai scăzut decât în aceeași perioadă a anului 2019. O parte a consumului din activitatea de business s-a mutat în sectorul rezidențial.

Tabelul 2.2.1 Consumuri înregistrate în vara 2020 [MW]

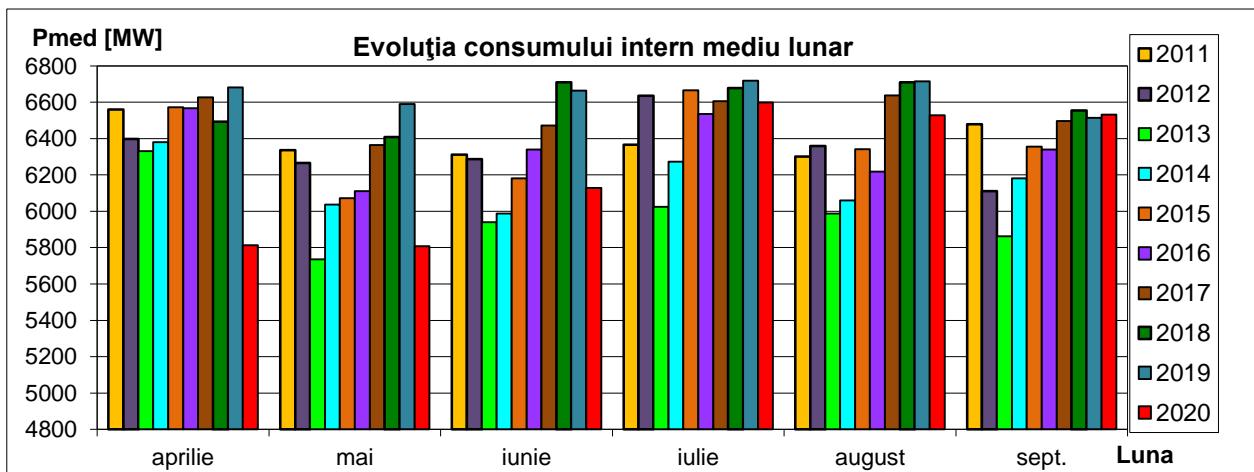
P prognozată în studiu vara 2020	Palier consum Luna	VD-max/ ora		VD-med/ ora		VS-max/ ora		VS-med/ ora		GS-min/ ora		GS-med/ ora	
		VD-max/ ora	VD-med/ ora	VS-max/ ora	VS-med/ ora	GS-min/ ora	GS-med/ ora						
VSmed=8100MW	Aprilie	7219	9	6470	10	7394	21	6815	21	4296	5	4615	3
VDmed=8100MW	Mai	6897	10	6602	10	6990	21	6600	21	4432	4	4565	4
Exp=800/1000MW	Iunie	7612	12	7049	13	7170	22	6813	22	4584	4	4668	4
GSmed=4700MW	Iulie	8253	13	7609	13	7911	22	7221	22	4687	6	4922	3
Exp=800MW	August	7961	13	7529	14	7798	21	7442	21	4779	6	4982	3
import=500MW	Septembrie	7909	13	7371	13	7992	21	7481	21	4763	1	4937	4
import=1000MW	Val.medie	7642		7105		7543		7062		4590		4782	

VD-Vârf de dimineață; VS-Vârf de seară; GS-Gol de noapte de sărbătoare.

Evoluția valorilor consumului mediu lunar din cele 6 luni ale sezoanelor de vară din decada 2011-2020 este prezentată în graficul de mai jos:

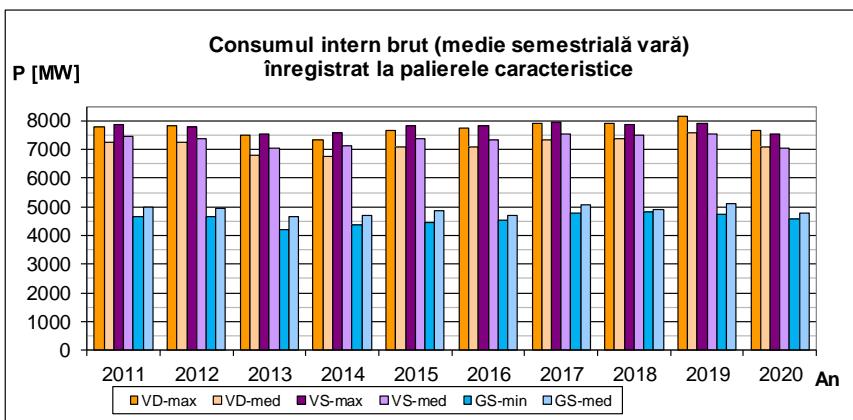
Consum intern brut mediu lunar [MW]

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020
aprilie	6560	6398	6332	6381	6572	6567	6626	6493	6681	5813
mai	6337	6265	5735	6038	6073	6110	6365	6409	6589	5808
iunie	6311	6287	5940	5988	6181	6340	6471	6710	6664	6128
iulie	6366	6635	6024	6273	6665	6535	6605	6679	6719	6598
august	6301	6359	5987	6059	6341	6219	6637	6710	6715	6528
sept.	6479	6110	5863	6181	6356	6340	6496	6554	6515	6532



Profilul curbei de sarcină din vara 2020 s-a păstrat neschimbat față de anii anteriori, dar s-a redus mărimea consumului, așa cum se poate observa în graficul următor:

anul	VD-max	VD-med	VS-max	VS-med	GS-min	GS-med
2011	7794	7262	7884	7468	4649	4983
2012	7822	7268	7783	7361	4676	4937
2013	7484	6802	7533	7044	4194	4663
2014	7329	6769	7558	7131	4368	4687
2015	7672	7093	7835	7363	4458	4879
2016	7748	7095	7807	7318	4535	4695
2017	7926	7337	7953	7519	4765	5059
2018	7901	7380	7862	7480	4826	4884
2019	8135	7587	7919	7527	4749	5112
2020	7668	7104	7543	7062	4590	4782



Efectele restricțiilor sanitare impuse în perioada stării de urgență au avut ca efect reducerea consumului net din SEN cu 14% în luna aprilie și cu 10,62% în luna mai raportat la anul 2019.

Trecerea la starea de alertă, încălzirea vremii, perioada de vacanță și concedii, au condus la reluarea activităților din turism, alimentație publică și construcții. În acest an din cauza pandemiei turismul internațional a fost limitat de perioadele de carantină, astfel că majoritatea românilor și-au petrecut concediul în țară. Această relansare a activităților economice a dus la reducerea decalajului consumului din anul 2020 față de consumul din 2019. Consumul maxim din vara 2020 a fost înregistrat în ziua de 30 iulie în intervalul orar 13 – 14 și a fost de 8253 MW, iar consumul minim a fost înregistrat în a doua zi de Paște, 20 aprilie, în intervalul orar 06 – 07 și a fost de 4017 MW. Luna septembrie a fost mai căldă decât media multianuală, ceea ce a permis continuarea în aer liber a activităților turistice, construcții, culturale, și de alimentație publică.

Lunile noiembrie și decembrie au fost reci, temperaturile înregistrate fiind mai mici decât cele corespunzătoare din anul 2019, ceea ce a produs o creștere a consumului, depășindu-l pe cel din anul anterior (iarna 2019 – 2020 a fost neobișnuit de căldă).

### Variația lunară a consumului net în 2020, comparativ cu perioada similară din 2019



### 2.3. Valori NTC

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

În graficele de mai jos sunt reprezentate pentru perioada aprilie 2020 – septembrie 2020:

- 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 zi (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); suplimentar față de studiile anterioare s-au reprezentat cele 2 curbe de la vârful de seară (ora 20 CET, ora 21 ora României)
- valorile soldului înregistrat pentru cele trei momente ale zilei menționate mai sus: soldul de noapte, dimineață și seară (fig. 2.3.2).

Rezultatul soldării graficelor de schimb se încadrează în valorile NTC.

Fig. 2.3.1 Valori NTC ferme agreate si programe de schimb pentru vara 2020

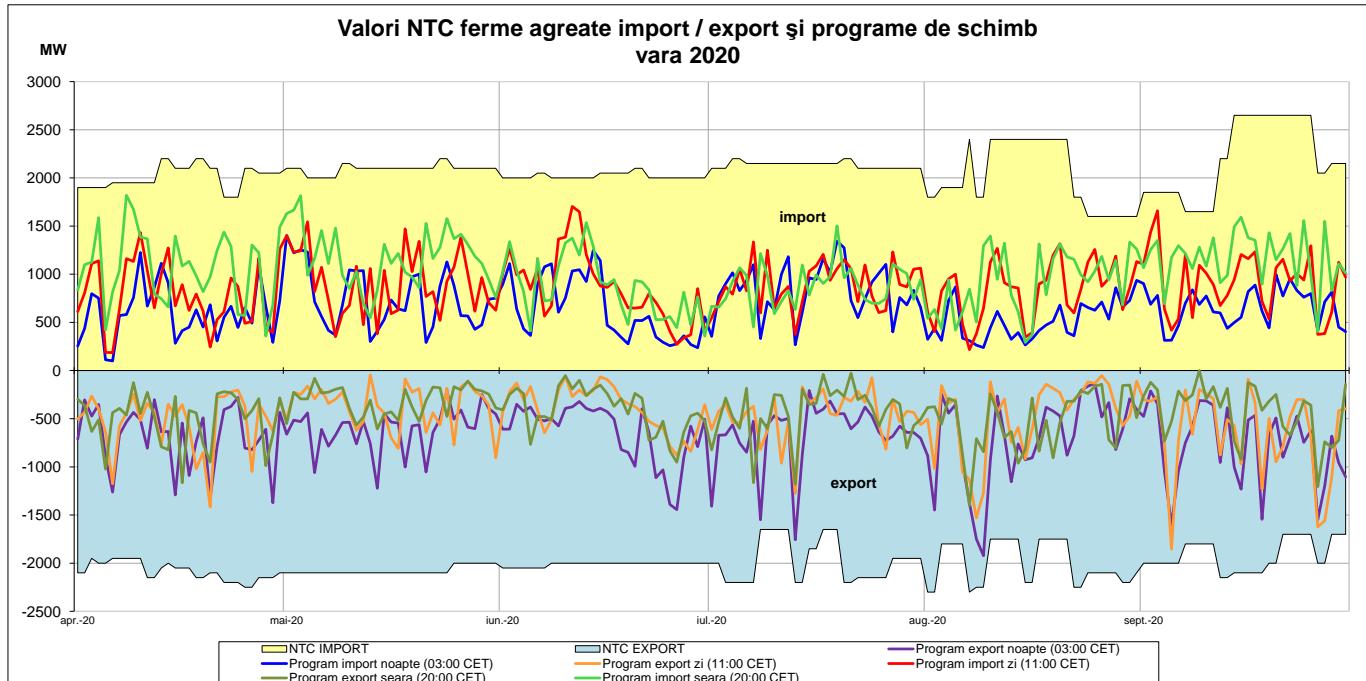
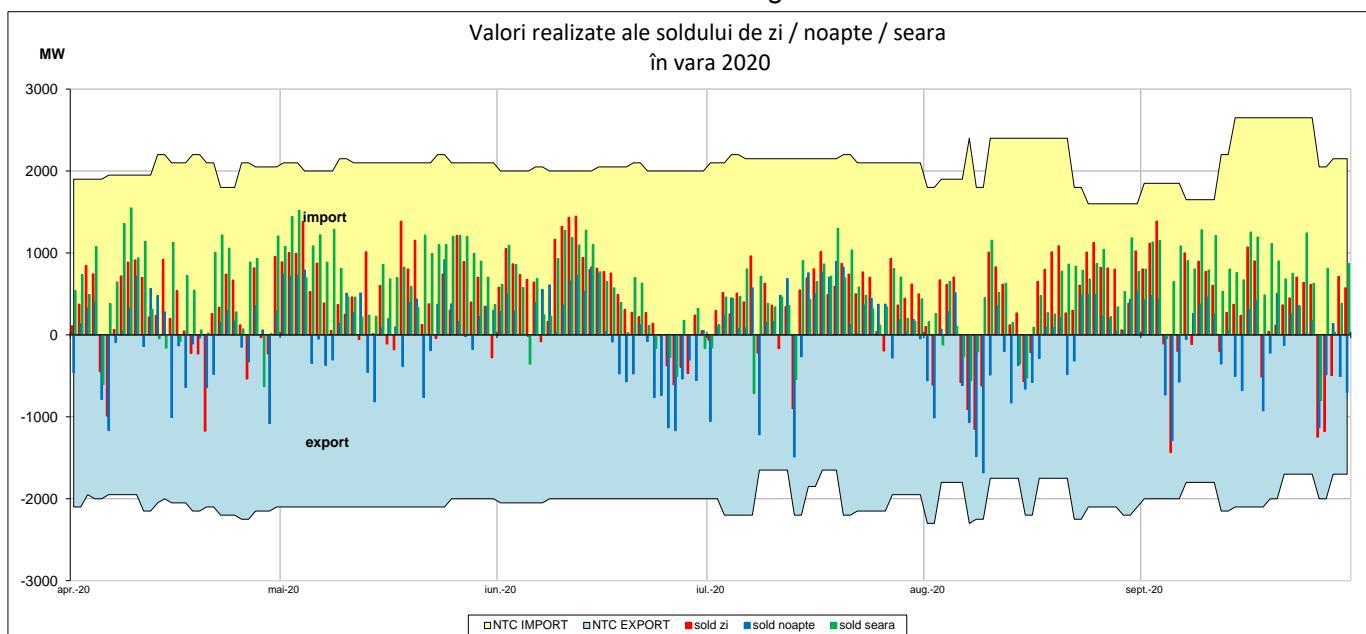


Fig. 2.3.2. Valori realizate ale soldului vara 2020



Pe baza soldului de la orele indicate mai sus se constată că România a fost o țară predominant importatoare în perioada aprilie – septembrie 2020.

## 2.4. Evoluția necesarului de energie electrică în vara 2021

Prognoza cererii de energie electrică pe termen mediu pentru România este marcată de o serie de incertitudini severe privind evoluția indicatorilor macroeconomiți, care iau în calcul ritmul și durata de recuperare economică a țării după declinul inițiat la începutul anului trecut de șocul crizei COVID 19.

Datele statistice plasează România în grupul țărilor europene cu cele mai mici contracții economice în 2020, având o scădere de cca. 3,9% a produsului intern brut față de anul anterior, conform estimărilor Institutului Național de Statistică (INS). În acest context, consumul intern brut de energie electrică a înregistrat o scădere de cca 3,5% în aceeași perioadă.

Potrivit celor mai recente previziuni ale Comisiei Naționale de Strategie și Prognoză (CNSP), după o ușoară contracție economică ce va continua și în primul trimestru al anului 2021 în contextul prelungirii stării de alertă și a restricțiilor impuse de pandemie, sunt premise pentru stoparea declinului și revenirea economică graduală a țării începând din trimestrul II, conducând per ansamblu la o creștere de 4,3% a produsului intern brut în 2021. De asemenea, prognoza de iarnă a Comisiei Europene estimează că produsul intern brut al României va crește cu 3,8% în 2021, respectiv cu 4% în 2022.

În acest context de incertitudine inherentă a prognozelor la nivel global, cauzată de evoluția pandemiei și implicațiile asupra activității economice, s-a analizat un scenariu de revenire în zona pozitivă a evoluției consumului de energie electrică în cursul anului 2021, consistent creșterii economice proiectate.

Încadrat în acest scenariu anual, în Tabelul 2.4 se prezintă evoluția necesarului de energie electrică în perioada aprilie – septembrie 2021, respectiv evoluția lunară a consumului intern brut și valorile lunare maxime și minime de putere, ce se încadrează în valorile medii multianuale înregistrate în sezonul de vară în România.

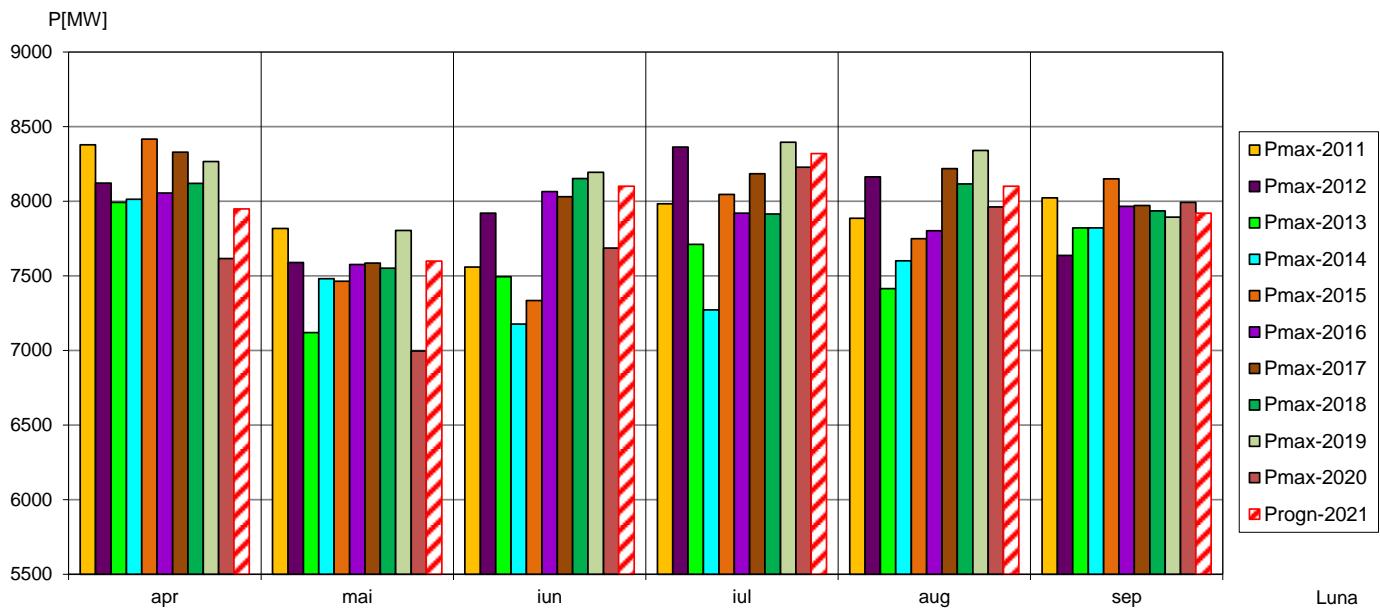
Tabel 2.4. Evoluția necesarului de energie electrică în vara 2021

		Aprilie	Mai	Iunie	Iulie	August	Septembrie
Consum intern brut	GWh	4825	4828	4723	4921	4949	4627
Puteri de gol	MW	4360	4700	4710	4870	4790	4920
Puteri de vârf	MW	7950	7600	8100	8320	8100	7920

## 2.5. Consumul intern brut mediu lunar prognozat pentru vara 2021

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 palierile caracteristice. Conform datelor DPA, valorile maxime ale puterii consumate în SEN prognozate pentru vara 2021 sunt:

Luna	Pmax-2011	Pmax-2012	Pmax-2013	Pmax-2014	Pmax-2015	Pmax-2016	Pmax-2017	Pmax-2018	Pmax-2019	Pmax-2020	Prognoză 2021
apr	8378	8122	7992	8014	8416	8054	8329	8120	8265	7616	7950
mai	7818	7589	7119	7481	7463	7576	7586	7551	7804	6996	7600
iun	7559	7919	7494	7176	7334	8065	8031	8152	8194	7686	8100
iul	7983	8363	7711	7271	8046	7920	8184	7915	8395	8228	8320
aug	7886	8164	7415	7601	7748	7802	8219	8116	8340	7961	8100
sep	8023	7636	7821	7822	8150	7966	7972	7936	7893	7992	7920



Pornind de la valorile consumului maxim proghozate și utilizând coeficienți de curbă de sarcină s-au obținut valorile medii proghozate pentru palierile 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 7 balanțe de producție considerând soldul corespunzător perioadei.

Tabelul 2.5

Codif. balanță	Producție SEN (MW)	Consum SEN (MW)	Perioada din anul 2021	Palier de consum	Producție			Sold export (MW)	
					RES (MW)		CNE (MW)		
					CEE	CEF			
B1	8800	7800	aprilie	VS	maxim admisibil	0	1400	1000	
B2	9600	7600	aprilie-mai	VD	maxim admisibil	800	1400	2000	
B3	5500	4700	aprilie-mai	GS	maxim admisibil	0	1400	800	
B4	5900	7400	mai-iunie	VS	0	0	700	-1500	
B5	9000	8000	iunie-sep	VD	maxim admisibil	700	1400	1000	
B6	7000	8200	iunie-sep	VD	0	700	1400	-1200	
B7	7440	8000	sezonier	VD	600	600	1400	-560	

În consumul proghozat sunt cuprinse și consumurile serviciilor proprii ale centralelor (între 320 MW și 522 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

Situatia capacităților de producție din SEN la data de 1 ianuarie 2021 și care sunt estimate că vor fi disponibile pentru vara 2021 conform datelor primite de la departamentul RAF, obținute în baza informațiilor transmise de către producătorii de energie electrică, este prezentată în **tabelul 2.6**.

	Pi [MW]	Pnetă [MW]	Rpp [MW]	Pd [MW]
<b>TOTAL SEN</b>	<b>20582</b>	<b>17660</b>	<b>2203</b>	<b>18438</b>
<i>Total cărbune</i>	<b>4787</b>	<b>3469</b>	<b>982</b>	<b>3831</b>
din care C.E.Oltenia	3240	2304	740	2500
din care C.E.Hunedoara	1200	940	168	1057
<i>Total hidrocarburi</i>	<b>3206</b>	<b>2191</b>	<b>849</b>	<b>2370</b>
<i>Total apă</i>	<b>6643</b>	<b>6311</b>	<b>270</b>	<b>6380</b>
<i>Total nucleară</i>	<b>1413</b>	<b>1300</b>	<b>0</b>	<b>1413</b>
<i>Total eoliană</i>	<b>3013</b>	<b>2966</b>	<b>25</b>	<b>2996</b>
<i>Total solară</i>	<b>1382</b>	<b>1297</b>	<b>72</b>	<b>1315</b>
<i>Total biomasă și biogaz</i>	<b>137</b>	<b>125</b>	<b>5</b>	<b>132</b>
<i>Total geotermală</i>	<b>0.05</b>	<b>0.00</b>	<b>0.05</b>	<b>0.00</b>

## 2.7. Variantele de balanță

Modul de acoperire a consumului intern brut și a soldului la diferite palieri 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 2021, atât pentru grupuri termo cât și pentru grupuri hidro;
- informații referitoare la perioada analizată primite de la ELCEN privind prognoza puterilor prioritare și de la ROMGAZ cu valorile puterilor contractate / estimate pentru unitățile dispecerizabile din CTE lernut,
- informațiile primite de la Operatorii de Distribuție referitoare la consumatori (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)	fotovolt. (MW)	biomasă (MW)	Termocentrale		CNE	Hidro	
							Cărb.	Hidrocarb			
B1	8800	7800	VS	2790	0	50	1070	825	1400	2415	1000
B2	9600	7600	VD	2790	800	40	450	265	1400	3655	2000
B3	5500	4700	GS	2150	0	40	430	370	1400	890	800
B4	5900	7400	VS	0	0	35	1300	1085	700	2580	-1500
B5	9000	8000	VD	2770	700	30	1245	650	1400	1985	1000
B6	7000	8200	VD	0	700	40	1764	1128	1400	1748	-1200
B7	7440	8000	VD	600	600	60	1030	1280	1400	2240	-560

Balanță 1 este dedicată analizei comportamentului sistemului în luna aprilie 2021 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 1000 MW.

Balanță 2 este dedicată analizei comportamentului sistemului în luna aprilie 2021 la vârf de dimineață fără termoficare. A fost considerat un vârf de dimineață pentru o perioadă caldă, dar cu vânt intens și vreme însorită. Perioada este marcată de topirea zăpezilor de la munte, ceea ce are ca efect apariția unor debite consistente pe râurile interioare și pe Dunăre. Este luată în calcul o producție maxim admisibilă în CEE și de 800 MW în CEF. Soldul în aceste condiții este estimat că va fi de export 2000 MW.

Balanță 3 este pentru un palier de consum de gol de noapte de sărbătoare. În cazul balantei 3 se consideră o perioadă cu vânt intens pentru care s-a analizat puterea maximă care ar putea fi produsă în

centralele eoliene în condiții de încadrare în parametrii balanței consum – producție. Soldul în aceste condiții este estimat că va fi de export 800 MW.

Balanța 4 reprezintă o structură a producției brute pentru acoperirea consumului la vârful de seară în perioada 9 mai – 18 iunie 2021, când se oprește Unitatea 2 din CNE Cernavodă pentru menenanță 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 1500 MW.

Balanța 5 stă la baza calculelor pentru determinarea puterii maxime care ar putea fi produsă în CEE în condiții de respectare a criteriului de siguranță ( $N - 1$ ) cu asigurarea rezervelor pentru servicii tehnologice de sistem (adecvanța sistemului). Este considerată o perioadă cu vânt intens și condiții de producție maximă în CEE și 700 MW în CEF. În aceste condiții este estimat un sold de export 1000 MW.

Balanța 6 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 progonozat este de import 1200 MW.

Balanța 7 reprezintă un model sezonier de vară care se trimite la ENTSO-E și este utilizat pentru reprezentarea sistemului electroenergetic românesc în calculele din cadrul grupui de lucru Network Model Forecast Tool (NMFT). Este considerat același consum ca în cazul Balanței 5, dar este concepută o structură pe resurse a producției pentru o producție în CEE și CEF mai probabilă (deci mai redusă). Soldul considerat este cel agreat cu partenerii de interconexiune de import 560 MW.

În anexa 2.7.1 sunt prezentate producțiile în centrale în cele 7 variante de balanță analizate la funcționarea SEN în vara 2021.

Anexele 2.7.2 și 2.7.3 conțin structura pe resurse a producției în SEN corespunzătoare balanțelor, în procente și 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 repartiție optimă, ci corespund unei situații de funcționare probabile, fiind valori luate în considerare pentru analiza circulațiilor de puteri, calculele de stabilitate statică și tranzitorie, în scopul determinării restricțiilor de rețea în schema completă și în scheme cu retrageri din exploatare.

## 2.8. Servicii tehnologice de sistem

*confidential*

### **3. REGIMURI STAȚIONARE DE FUNCȚIONARE A SEN**

Acest capitol are ca scop analiza regimurilor staționare de funcționare a SEN în perioada 01.04.2021 – 30.09.2021.

S-a considerat SEN funcționând interconectat cu rețeaua europeană continentală sincronă incluzând sistemul electroenergetic al zonei de Vest a Ucrainei și sistemul electroenergetic al Turciei.

Modelul rețelei externe pentru palierile de vârf de sarcină a fost realizat pornind de la modelul comun de rețea sezonier corespunzător zilei 21.07.2021, ora 10:30 CET, furnizat de către grupa de lucru NM & FT din cadrul ENTSO-E. Modelul rețelei externe pentru palierul de gol de sarcină a fost realizat pornind de la ultimul modelul comun de rețea sezonier de primăvară furnizat de către grupa de lucru NM & FT din cadrul ENTSO-E. Se menționează că modelele respective au fost prelucrate prin echivalarea rețelelor îndepărtate.

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

- *LEA 400 kV Portile de Fier – Djerdap;*
- *LEA 400 kV Roșiori – Mukacevo;*
- *LEA 400 kV Tânărăni – 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.*

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 că fiind **scheme cu N-1 elemente în funcțiune**.

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

- încadrarea tensiunilor și curenților în limitele admisibile în regimuri de durată, cu respectarea criteriului de siguranță (N-1);
- optimizarea ploturilor de funcționare pentru unitățile de transformare, în scopul reducerii pierderilor în SEN;
- determinarea restricțiilor în funcționare, respectiv a condiționărilor de regim;
- debuclarea rețelei de 110 kV în toate zonele în care aceasta este în paralel cu rețeaua de 220 kV și 400 kV și respectarea criteriilor de siguranță și calitate a energiei electrice;
- identificarea necesităților de utilizare a benzii secundare de reactiv;
- identificarea unor valori maxime posibile ale producției CEE, în anumite regimuri, în condiții de siguranță în funcționare a SEN;
- determinarea congestiilor în zona București și în secțiunile caracteristice S4, S5 și S6;
- determinarea capacitațiilor 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 2021 (PAR 2021). 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**:

Este realizată LEA 220 kV Gutinaș – Stejaru – derivație AT1 Dumbrava provizorat, cu injectie în stația 220 kV Dumbrava, prin AT1 – 200 MVA, 220/110 kV, încă din 06.07.2018, prin: realizarea unei legături între LEA 220 kV Gutinaș – Dumbrava și LEA 220 kV Dumbrava – Stejaru. LEA 220 kV Dumbrava – Stejaru și LEA 220 kV Gutinaș – Dumbrava sunt în SLP în Dumbrava;

- RTh stație 220 kV **Munteni**

În data de 13.07.2020 s-a pus în funcțiune LEA 220 kV Gutinaș – FAI provizorat, realizată prin săntarea LEA 220 kV Gutinaș – Munteni cu LEA 220 kV Munteni – FAI. AT 200 MVA Munteni este retras din exploatare pentru retehnologizarea stației 220/110 kV, încă din data de 09.09.2020. Se aplică condiționare de regim prin conectarea celui de-al doilea AT 200 MVA, 220/110 kV FAI;

- RTh **Smârdan**:

Trafo 2 250 MVA , 400/110 kV nou în funcțiune (prin celula 400 kV BC și celula 110 kV a Trafo 2 – 250 MVA vechi), Trafo 1 – 250 MVA, 400/110 kV existent în funcțiune (pe celula 400 kV CTf și pe celula 110 kV Trafo 1 existentă), LEA 400 kV Smârdan – Isaccea circ. 1 în funcțiune (pe celula CT 400 kV Isaccea), LEA 400 kV Smârdan – Isaccea circ. 2 retrasă din exploatare;

- 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;

### **DET 2:**

• Stația 110 kV **Băltăgești**, intrare-ieșire în LEA 110 kV Gura Ialomiței – Basarabi este echipată cu TC-uri cu  $I_{\text{in}}=800$  A. S-a considerat în cadrul analizelor  $I_{\text{admit}} \text{ } 30^\circ\text{C}=485$  A pe LEA 110 kV Băltăgești – Gura Ialomiței, înând cont de secțiunea conductoarelor active de racord ale celulei LEA 110 kV Băltăgești până la stâlpul nr. 1 din stația Gura Ialomiței ( $185 \text{ mm}^2$ ), 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 este finalizată, Trafo1 și Trafo 2 250 MVA, 400/110 kV Medgidia Sud în funcțiune, cu CT 110 kV Medgidia Sud conectată. Provizoratul format din LEA 400 kV Cernavodă – Medgidia Sud bloc cu Trafo 2 250 MVA, 400/110 kV prin cablu de 400 kV se desființează;

- Bobinele de compensare din stațiile 110 kV Fundeni, 400 kV București, 400 kV Isaccea, 400 kV Cernavodă sunt disponibile;
  - Este considerată disponibilă o BC 110 kV în stația Domnești;
  - Se funcționează cu:
- LEA 110 kV Hărșova – Topolog – derivație Cișmeaua Nouă deconectată;  
- LEA 110 kV Baia – Mihai Viteazu – derivație Fântânele deconectată;  
- LEA 110 kV Stejaru – Mihai Viteazu deconectată.

### **DET 3:**

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

- RTh **Craiova Nord 220 kV** continuă și în sezonul analizat:

Este realizată din data de 09.04.2019 LEA 220 kV Ișalnița – Sărdănești provizorat prin realizarea unui sănt între LEA 220 kV Sărdănești – Craiova Nord și LEA 220 kV Craiova Nord – Ișalnița circ1. Se menționează că LEA 220 kV Craiova Nord – Ișalnița circ 2 este în funcțiune în Craiova Nord din 29.12.2020 pe celula proprie. Tot de la această dată este în funcțiune AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Craiova Nord.

Se menționează că se va funcționa cu una dintre unitățile de transformare 200 MVA, 220/110 kV în rezervă.

- Rth **Râureni**

Se consideră realizată LEA 220 kV Stupărei - Arefu derivație AT 200 MVA, 220/ 110 kV Râureni provizorat;

- Bobina de compensare nouă din stația **Bradu** s-a pus în funcțiune în data de 09.09.2020, racordată rigid la bara 2 – 400 kV și este considerată disponibilă. Începând cu această dată, în stația 400 kV Bradu toate echipamentele vor funcționa la bara 1 – 400 kV, cu CT 400 kV în funcțiune (va prelua rolul de celulă 400 kV pentru BC 100 MVAr), iar la bara 2 – 400 kV este racordata rigid BC 100 MVAr.

- Bobina de compensare din stația **Urechești** este disponibilă.

#### **DET 4:**

- Este finalizată și dată în exploatare din data de 23.12.2020, **LEA 400 kV Nădab – Oradea Sud**:

- 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 Vîrfurile (și LEA 110 kV Brad) în funcțiune la bara 2 – 110 kV;

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

- Consumatorul **Cuptoare** (Oțelu Roșu) alimentat din stația 110 kV Iaz este oprit;
- Consumatorii **Oțelărie Reșița** (alimentat din stația 220 kV Reșița) și **Oțelărie Hunedoara** (alimentat din stația 220 kV Pestiș) în funcțiune;

- **RTh Hășdat**

Sunt considerate următoarele provizorale, puse în funcțiune în 15.10.2020:

- LEA 220 kV Mintia – Retezat – derivație Oțelărie Hunedoara;
- LEA 220 kV Baru Mare – Pestiș provizorat;

LEA 220 kV Mintia – Retezat – derivație Oțelărie Hunedoara provizorat va fi în funcțiune, numai în două stații, conform Dispoziției DEN 80/02.09.2020, astfel:

- schema I de funcționare LEA 220 kV Mintia – Retezat – derivație Oțelărie Hunedoara provizorat va fi în funcțiune în stațiile Mintia și Retezat și în rezervă în stația Oțelărie Hunedoara;

- schema II de funcționare LEA 220 kV Mintia – Retezat – derivație Oțelărie Hunedoara provizorat va fi în funcțiune în stațiile Mintia și Oțelărie Hunedoara și în rezervă în stația Retezat.

Pentru a asigura alimentarea consumatorilor stației Hășdat din 110 kV sunt realizate provizoralele LEA 110 kV Laminoare – Hunedoara oraș T1 – CFR Pui, LEA 110 kV Laminoare – Hunedoara oraș T2 – Hațeg, LEA 110 kV Călan – Ghelar, LEA 110 kV Pestis – Teliuc;

În stația Laminoare se menține deconectată CT 110 kV. Se mențin în funcțiune LEA 110 kV Pestis circ. 1 și circ. 2. Zonele RED 110 kV Hațeg, Pestis și Mintia funcționează buclat. LEA 110 kV Simeria – Călan rămâne conectată în stația Călan;

- **RTh Reșița**

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

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

În data de 28.10.2020 s-a pus în funcțiune LEA 220 kV Reșița – laz circ. 1 – racord AT2 – 200 MVA 220/110 kV laz provizorat care este în funcțiune în stația Reșița.

- **RTh Iaz**

În stația Iaz este considerat în funcțiune AT2 – 200 MVA, 220/110 kV laz. Funcția de întreruptor pentru AT 2 – 200 MVA, 220/110 kV laz pe partea de 220 kV este asigurată de întreruptorul LEA 220 kV Reșița - laz circ. 1 – racord AT2 200 MVA, 220/110 kV laz provizorat, din statia Reșița (prin funcția de teleprotecție).

AT1 – 200 MVA, 220/110 kV laz este retras definitiv din exploatare pentru înlocuire, având conductoarele active secționate între racord 110 kV AT1 și celula 110 kV.

- 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 debuclat de zona 110 kV Alba Iulia (CL 110 kV Ocna Mureș și LEA 110 kV Câmpia Turzii – Aiud – derivăție IMA deconectate). Se menține în stația **Cluj Florești** o singură unitate de transformare în funcțiune și CT 110 kV conectată;

- RTh **Ungheni**

Se consideră retras din exploatare AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Ungheni, în vederea înlocuirii;

Conform PAR 2021, se consideră retrasă din exploatare LEA 220 kV Iernut – Ungheni circ. 1. Se menționează că va fi în funcțiune provizorul LEA 220 kV Iernut – Fântanele – derivăție Ungheni provizorat, realizat prin utilizarea LEA 220 kV Fântanele – Ungheni și LEA 220 kV Iernut – Ungheni circ. 2.

- RTh **Vetis**

Este înlocuit AT – 200 MVA 220/110 kV din statia Vetis.

- 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 capitolile 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  $\cos\phi$  în punctul comun de conectare, anume:  $-0.95 < \cos\phi < 0.95$  la CEE și  $-0.9 < \cos\phi < 0.9$  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 7 regimuri de funcționare a SEN, regimuri care au în vedere balanțele de putere determinate în capitolul 2. Variantele de regim analizate sunt prezentate în tabelul 3.1.

Tabel 3.1

Regim	Tip palier	Palier consum [MW]	Prod. in CEE [MW]	Prod. in CEF [MW]	Prod. in CECC Petrom Brazi [MW]	Prod. in CNE [MW]	Sold export [MW]
R1	VS P	7800	**) 2906 ↘ 2790	0	confidențial	1400	1000
R2	VD P	7600	**) 2906 ↘ 2790	800		1400	2000
R3	GS	4700	2150	0		1400	800
R4	VSV	7400	0	0		700	-1500
R5*)	VDV	8000	**) 2906 ↘ 2770	700		1400	1000
R6	VDV	8200	0	700		1400	-1200
R7	VDV	8000	600	600		1400	-560

\*) R5 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 estimat;
- să fie respectat criteriul de siguranță (N – 1) în schemă completă.

### **3.3. Analiză regimurilor de funcționare**

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

#### **3.3.1. Prezentarea CEE modelate**

S-au modelat în regimuri CEE dispecerizabile cu o putere instalată mai mare sau egală cu 5 MW aflate în exploatare la dată de 01.01.2021. S-a considerat bandă 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 că făcând parte din anumite **zone** de rețea, la care se va face referire pe parcursul studiului. În general, impactul producției CEE din fiecare de 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, aşa 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**, delimitată de:

- LEA 110 kV Mircea Vodă – Medgidia Sud;
- LEA 110 kV Medgidia 1 – Medgidia Sud;
- LEA 110 kV Medgidia Nord – Constanța Nord;
- LEA 110 kV Nazarcea – Constanța Nord;
- LEA 110 kV Hârșova – Topolog derivație Cișmeaua Nouă.

- **zona stației 400/110 kV Tariverde;**

- **zona Dobrogea este compusă din Dobrogea 110 kV și zona Tariverde;**

Zona Dobrogea este delimitată de:

- LEA 400 kV Tulcea Vest – Isaccea;
- LEA 400 kV Constanța Nord – Cernavodă;
- LEA 400 kV Medgidia Sud – Cernavodă;
- LEA 110kV Basarabi – Băltägești

- **zona stațiilor 400/110 kV Stupina și Rahman;**

- **zona Băltägești – Gura Ialomiței;**

- **zona 110 kV Lacu Sărat, Smârdan;**

- **zona secțiunii S6:**

- zona Dobrogea;**
- zona 110 kV Lacu Sărat – Smârdan;**
- zona Stupina – Rahman ;**
- zona Băltägești – 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**.

Tabel 3.2

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

Se menționează că nu au fost modelate CEE nedispecerizabile, cuantumul producției nete disponibile a acestora, la nivelul 01.01.2021 fiind cca. 70 MW din cca. 2996 MW, total CEE dispecerizabile și nedispecerizabile.

### 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 că fiind răcordată CEF respectivă și puterea disponibilă netă la 01.01.2021. S-a considerat bandă de variație a puterii reactive corespunzând respectării cerinței privind  $\cos \phi$  în punctul comun de conectare, anume:  $-0.9 < \cos \phi < 0.9$  pentru CEF care debitează la 110 kV și schimb de reactiv 0 cu rețeaua pentru cele care debitează în rețeaua electrică de MT. S-au considerat CEF în funcțiune în toate regimurile corespunzătoare palierelor de vârf de dimineață, R2, R5, R6, R7, cu valori de producție cuprinse între 600 MW și 800 MW.

Tabel 3.3

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

### 3.3.3. Analiza regimurilor de funcționare în schemă N

Analiza regimurilor de funcționare în schema N are ca scop:

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

În continuare sunt prezentate rezultatele analizelor după cum urmează:

- A. circulațiile de putere;
- B. valorile tensiunilor;
- C. consumurile proprii tehnologice din RET și RED;
- D. Verificarea criteriului de siguranță N-1 în regimurile de funcționare stabilite.

#### **A. Circulațiile de putere**

Regimul R5, ca regim de bază, este definit de topologia prezentată în paragraful 3.1, balanță 5, 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. 2770 MW, producție CEF de 700 MW. Modul de stabilire a producției maxim admisibile a CEE este prezentat la capitolul D, Regim R5.

**LEA 220 kV** cele mai încărcate în regimul R5 sunt prezentate în ordine descrescătoare în tabelul următor.

<b>Denumire linie / sens circulație putere activă</b>			<b>P</b>
	<b>din</b>	<b>către</b>	<b>[MW]</b>
L 220 kV	PORȚILE DE FIER	- REȘIȚA circ.1	227
L 220 kV	PORȚILE DE FIER	- REȘIȚA circ.2	227
L 220 kV	URECHEȘTI	- TÂRGU JIU	201
L 220 kV	TÂRGU JIU	- PAROȘENI	200
L 220 kV	REȘIȚA	- TIMIȘOARA circ 1	181
L 220 kV	REȘIȚA	- TIMIȘOARA circ.2	181
L 220 kV	PAROȘENI	- BARU MARE	170
L 220 kV	BARU MARE	- PESTIȘ	170
L 220 kV	BUCUREȘTI SUD	- FUNDENI circ.2	167
L 220 kV	BUCUREȘTI SUD	- FUNDENI circ.1	167
L 220 kV	FILEȘTI	- BARBOȘI	165
L 220 kV	DUMBRAVA	- STEJARU	153
L 220 kV	STEJARU	- GHEORGHENI	147
L 220 kV provizorat	GUTINAȘ	- STEJARU (derivatie AT1 DUMBRAVA provizorat)	143
L 220 kV	LACU SĂRAT	- FILEȘTI	134
L 220 kV	TIMIȘOARA	- SĂCĂLAZ	111
L 220 kV	BARBOȘI	- FOCŞANI VEST	106
L 220 kV	FOCŞANI VEST	- GUTINAȘ	103

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

<b>Denumire linie / sens circulație putere activă</b>			<b>P</b>
	<b>din</b>	<b>către</b>	<b>[MW]</b>
L 400 kV	TULCEA VEST	- ISACCEA	834
L 400 kV	SMÂRDAN	- GUTINAȘ	739
L 400 kV	CERNAVODĂ	- PELICANU	667
L 400 kV	GURA IALOMIȚEI	- BUCUREȘTI SUD	670
L 400 kV	SIBIU SUD	- IERNUT	570
L 400 kV	BUCUREȘTI SUD	- DOMNEȘTI	567
L 400 kV	PELICANU	- BUCUREȘTI SUD	563

Denumire linie / sens circulație putere activă			P
	din	către	[MW]
L 400 kV	ISACCEA	- SMÂRDAN circ.1	536
L 400 kV	CERNAVODĂ	- GURA IALOMIȚEI circ.2	468
L 400 kV	CERNAVODĂ	- GURA IALOMIȚEI circ.1	452
L 400 kV	ȚÂNȚĂRENI	- SIBIU SUD	449
L 400 kV	TARIVERDE	- TULCEA VEST	442
L 400 kV	IERNUT	- GĂDĂLIN	440
L 400 kV	MINTIA	- ARAD	389
L 400 kV	URECHEȘTI	- ȚÂNȚĂRENI	382
L 400 kV	BRAȘOV	- SIBIU SUD	378
L 400 kV	GĂDĂLIN	- ROȘIORI	345
L 400 kV	ARAD	- NĂDAB	325
L 400 kV	KOZLODUI	- ȚÂNȚĂRENI circ.1	327
L 400 kV	STUPINA	- VARNA	323
L 400 kV	ROȘIORI	- MUKACEVO	321
L 400 kV	LACU SĂRAT	- SMÂRDAN	319
L 400 kV	GURA IALOMIȚEI	- LACU SĂRAT	303
L 400 kV	SIBIU SUD	- MINTIA	299
L 400 kV	RAHMAN	- DOBRUDJA	289
L 400 kV	BRAZI VEST	- DÂRSTE	279
L 400 kV	GUTINAŞ	- BRAȘOV	273
L 400 kV	DOMNEȘTI	- BRAZI	271
L 400 kV	ȚÂNȚĂRENI	- BRADU	270
L 400 kV	ISACCEA	- LACU SĂRAT	270
L 400 kV	GUTINAŞ	- BACĂU SUD	252
L 400 kV	NĂDAB	- BEKESCSABA	247
L 400 kV	PORTILE DE FIER	- DJERDAP	97
L 400 kV	BACĂU SUD	- ROMAN NORD	215
L 400 kV	DÂRSTE	- BRAȘOV	184
L 400 kV	CONSTANȚA	- CERNAVODĂ	174
L 400 kV	ȚÂNȚĂRENI	- SLATINA	165
L 400 kV	MEDGIDIA	- CERNAVODĂ	162
L 400 kV	TARIVERDE	- CONSTANȚA NORD	141
L 400 kV	ROMAN NORD	- SUCEAVA	135

În cazul primelor 10 linii de 400 kV se depășește puterea naturală (de cca. 450 MW). Au fost marcate distinct liniile de interconexiune. Se menționează că au fost excluse din această ordonare liniile de evacuare din centrale.

În cazul primelor 12 linii de 220 kV se depășește puterea naturală (de cca. 150 MW). Se menționează că au fost excluse din această ordonare liniile de evacuare din centrale.

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: *confidential*

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  $-0.95 < \cos\phi < 0.95$  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  $\cos\phi$  pentru CEF este:  $-0.9 < \cos\phi < 0.9$  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 *confidential* sunt prezentate tensiunile rezultate în stațiile din RET pentru regimurile analizate.

Reglarea nivelului de tensiune ridică probleme la regimul de gol **R3** și la cele de vârf cu producție 0 MW în CEE (**R4, R6**).

### Regimul de gol R3

Regimul R3 este un regim de gol de noapte mediu pentru o zi de sărbătoare folosit și pentru:

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

În regimul R3, pentru menținerea tensiunilor în limitele admisibile și pentru asigurarea criteriului de siguranță (N – 1) au fost necesare următoarele măsuri:

- conectarea tuturor bobinelor de compensare disponibile din SEN; se menționează că, în afară de bobinele de compensare considerate în sezonul de iarnă 2020-2021, a fost considerată disponibilă și în funcțiune o bobină de compensare din stația 110 kV Domnești;
- reglarea tensiunilor la bornele generatoarelor, cu urmărirea menținerii în domeniul inductiv a generatoarelor, altele decât cele hidroenergetice;
- CHE Lotru *confidential*, CHE Vidraru *confidential*;
- modificarea ploturilor de funcționare ale unităților de transformare de sistem.

În regimul R3 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 (conform balanței prognozate pentru regimul R3 nu sunt grupuri în funcțiune în CHE Galceag și CHE Șugag);
- LEA 220 kV Cluj Florești – Mărișelu (conform balanței prognozate pentru regimul R3 nu sunt grupuri în funcțiune în CHE Mărișelu);
- LEA 400 kV Domnești – Urechești;

Se menționează că LEA 400 kV Isaccea – Smârdan circ. 2 este considerată retrasă din exploatare pentru RTh Smârdan.

#### Regimul de vîrf R4

Regimul R4 este un regim de vîrf de seara corespunzător lunilor mai – iunie 2021. Palierul de consum este de 7400 MW, în condițiile unui sold de import de 1500 MW. Producția în CEF și în CEE este de 0 MW și este considerat un singur grup în funcțiune la CNE Cernavodă.

Regimul R4 este caracterizat prin depășiri ale nivelului de tensiune în zonele Moldova, Deva, Dobrogea și București în regimul cu N elemente în funcțiune. Pentru menținerea tensiunilor în limitele admisibile au fost necesare următoarele măsuri:

- conectarea unor bobine de compensare;
- modificarea tensiunii impuse la bornelor unor generatorare;
- comutarea ploturilor unităților de transformare.

#### Regimul de vîrf R6

Regimul R6 este un regim de vîrf de dimineață corespunzător lunilor iulie – septembrie 2021. Palierul de consum este de 8200 MW, în condițiile unui sold de import de 1200 MW. Producția în CEE este de 0 MW, iar în CEF este de 700 MW.

Regimul R6 este caracterizat prin tensiuni ridicate în zona Moldova, pentru care au fost necesare măsuri de comutare a ploturilor unităților de transformare și de conectare a unor bobine de compensare.

#### 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 vîrf (R5) 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 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 pentru regimurile de funcționare

La funcționare în schemă completă de calcul pentru sezonul de vara 2021, declanșarea unui element de rețea poate conduce la regimuri cu tensiuni și curenți în afara limitelor admisibile, posibil și rezolvate, fie prin măsuri preventive, fie prin măsuri postavarie. Acestea:

- vor fi incluse în propunerea de schema normală de funcționare pentru vara 2021;
- 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 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 stații cu mai multe unități de transformare, considerate în schema de calcul a fi menținute în rezervă sunt:

##### **DET 1:**

AT4 – 200 MVA, 220/110 kV Gutinaș, AT3 - 400 MVA, 400/220 kV Lacu Sărat (rotire lunară);

##### **DET 2:**

AT1,3 – 200 MVA, 220/110 kV Turnu Măgurele, Trafo 4 – 250 MVA, 400/110 kV Gura Ialomiței, AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Ghizdaru;

##### **DET 3:**

AT2 - 200 MVA, 220/110 kV Ișalnița, AT2 - 200 MVA, 220/110 kV Craiova Nord (Rth), AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Arefu, AT1 - 200 MVA, 220/110 kV Grădiște, AT - 200 MVA, 220/110 kV Târgu Jiu Nord;

##### **DET 4:**

AT1 - 200 MVA 220/110 kV Pestiș, AT2 - 200 MVA, 220/110 kV Mintia, AT4 - 400 MVA, 400/220 kV Mintia, AT1 - 200 MVA, 220/110 kV Iaz retras definitiv din exploatare pentru înlocuire,

##### **DET 5:**

AT2 - 200 MVA 220/110 kV Cluj Florești, AT1 - 200 MVA, 220/110 kV Gheorghieni, AT2 - 200 MVA 220/110 kV Ungheni retras din exploatare (Rth).

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

Tabel 3.7

<b>Menținere în rezervă</b>	<b>DET</b>	<b>Măsura de regim privitoare la alte unități de transformare în funcțiune</b>
AT4 – 200 MVA, 220/110 kV Gutinaș	1	AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Borzești și AT3 – 200 MVA, 220/110 kV Gutinaș în funcțiune
AT3 – 400 MVA, 400/220 kV Lacu Sărat	1	AT4 – 400 MVA, 400/220 kV Lacu Sărat
AT1, AT3 – 200 MVA, 220/110 kV Turnu Măgurele	2	AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Turnu Măgurele, AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Ghizdaru în funcțiune
Trafo 4 – 250 MVA, 400/110 kV Gura Ialomiței	2	Trafo 3 – 250 MVA, 400/110 kV Gura Ialomiței, Trafo 2 – 250 MVA, 400/110 kV Pelicanu și AT – 200 MVA, 220/110 kV Mostiștea în funcțiune
AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Ghizdaru	2	AT2 – 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 AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Craiova Nord în funcțiune
AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Craiova Nord retras din exploatare pentru Rth Craiova Nord	3	AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Craiova Nord, AT – 200 MVA, 220/110 kV Urechești, AT – 200 MVA, 220/110 kV Sărdănești și AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Ișalnița în funcțiune
AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Arefu	3	AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Arefu, AT1,2 – 200 MVA, 220/110 kV Bradu, AT 200 MVA, 220/110 kV Pitesti Sud în funcțiune

<b>Menținere în rezervă</b>	<b>DET</b>	<b>Măsura de regim privitoare la alte unități de transformare în funcțiune</b>
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 220/110 kV Pestiș	4	AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Pestiș și AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Mintia în funcțiune
AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Mintia	4	AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Mintia și AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Pestiș în funcțiune
AT4 – 400 MVA, 400/220 kV Mintia	4	AT3 – 400 MVA, 400/220 kV Mintia în funcțiune
AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Iaz	4	AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Reșița și AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Iaz în funcțiune
AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Cluj Florești	5	AT1 – 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 retras din exploatare pentru RTh 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:

- AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Munteni este retras din exploatare pentru RTh Munteni, iar AT1 – 200 MVA, și AT2 – 200 MVA, 220/110 kV FAI sunt în funcțiune;
- AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Dumbrava este retras din exploatare pentru RTh Dumbrava conform PAR 2021;
- 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 Stâlpu sunt în funcțiune;
- Trafo 1 (vechi) și Trafo 2 (nou) – 250 MVA, 400/110 kV Smârdan sunt considerate în funcțiune;
- Trafo 1 și Trafo 2 – 250 MVA, 400/110 kV Medgidia Sud sunt considerate în funcțiune;
- AT1, AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Bradu și AT3, AT4 – 400 MVA, 400/220 kV Bradu în funcțiune;
- AT1 și AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Turnu Severin Est sunt în funcțiune;
- AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Hășdat este retras din exploatare pentru RTh; AT2 200 MVA, 220/110 kV este retras definitiv din exploatare;
- Trafo 4 – 250 MVA, 400/110 kV Drăgănești Olt este în funcțiune;
- AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Craiova Nord este retras din exploatare pentru RTh Craiova Nord; AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Craiova Nord este în funcțiune la bara 1 – 220 kV și bara 1 – 110 kV;
- Trafo 1, Trafo 2 – 250 MVA, 400/110 kV Oradea Sud în funcțiune;  
- AT1,2 – 200 MVA, 220/110 kV Alba Iulia sunt considerate în funcțiune;
- AT – 200 MVA 220/110 kV Târgu Jiu Nord este considerat în rezervă;
- AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Ungheni este retras din exploatare pentru înlocuire.

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

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

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

- Bobina de compensare 110 kV din stația Fundeni este disponibilă și în funcțiune la unele regimuri la bara B 110 kV, CL 110 kV și CL 220 kV Fundeni sunt conectate.
- La declanșarea AT1, respectiv AT2 – 200 MVA 220/110 kV Fundeni, consumatorii stațiilor racordate la bara A – 110 kV A, respectiv bară B – 110 kV a stației Fundeni rămân alimentați.

În toate regimurile CLT 110 kV Progresu este conectată.

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

- LEA 400 kV Cluj Est – Gădălin, se deconectează postavarie Trafo 7 – 250 MVA, 400/110 kV Cluj Est (și invers);
- LEA 400 kV Roman Nord – Suceava, se deconectează postavarie Trafo 2 – 250 MVA 400/110 kV Suceava (și invers);
- LEA 220 kV Stâlpu – Teleajen, se deconectează postavarie AT – 200 MVA, 220/110 kV Stâlpu (și invers);
- LEA 220 kV Roșiori – Vetiș, se deconectează postavarie AT – 200 MVA, 220/110 kV Vetiș (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, zona Tulcea va funcționa debuclat de zona Constanța – Medgidia, indiferent de producția CEE.

Debuclarea este realizată astfel:

- pe LEA 110 kV Hărșova – Topolog – derivație Cișmeaua Nouă, în stația Hărșova;
- 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 posibilă a fi evacuate din CEE, atât din zona Tulcea, cât și din zona Constanța din exteriorul secțiunii Hărșova – 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 Sărăt circ. 1 și circ. 2 este deconectată în stația Ostrov.

În toate regimurile, conform cerințelor DET Craiova, se conectează LEA 110 kV Argeș Sud – Jiblea, Valea Danului – CHE Cornetu – derivație CHE Gura Lotrului. LEA 110 kV Poiana Lacului – Căzănești este deconectată în schema de calcul, dar poate fi conectată pentru un nivel ridicat al producției în CHE-urile din zonă.

În toate regimurile, schema în stația Tariverde este următoarea:

- Bara 1A - 400 kV: Trafo 1,3 – 250 MVA 400/110 kV și LEA 400 kV Constanța N. – Tariverde;
- Bara 2A - 400 kV: Trafo 2 – 250 MVA 400/110 kV și LEA 400 kV Tulcea V. – Tariverde;
- 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 Cogalac,

Pentru a evita încărcarea CT 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 Cogalac vor debita puterea totală astfel: producția să fie de maxim confidențial pe bara B2 – 110 kV Tariverde, astfel încât să se prevină încărcarea cuplei 110 kV peste  $I_{ADM}=120\% \cdot I_{TC}$ , unde  $I_{TC}=800 A$ . Dacă producția este mai mare decât acest prag, atunci postavarie, după declanșarea unității de transformare, această se limitează la confidențial.

În toate regimurile se funcționează cu CL 110 kV Sibiu Sud conectată, deoarece există un singur Trafo 250 MVA, 400/110 kV în stația Sibiu Sud. Cel de-al doilea Trafo 250 MVA, 400/110 kV Sibiu Sud urmează să fie pus în funcțiune, dar nu este considerat în prezentul studiu;

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 rețelei în secțiunea caracteristică S4 este următoarea:

1. LEA 110 kV Făgăraș conectată pe bară 2 în stația Hoghiz;
2. LEA 110 kV Tușnad – Valea Crișului deconectată;
3. LEA 110 kV Copșa Mică – Mediaș deconectată;
4. LEA 110 kV Tânăveni – Mediaș conectată;
5. CC 110 kV Tânăveni 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 – derivație IMA deconectate;
9. LEA 110 kV Orlat – Miercurea Sibiului – Petrești conectată;
10. CT 110 kV Vascau deconectată;
11. LEA 110 kV Salonta – Chișineu Criș deconectată.

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 pentru zi lucrătoare de primăvara, corespunzător lunii aprilie. Palierul de consum este de 8800 MW, în condițiile unui sold de export de 1000 MW. Producția CEF este de 0 MW, iar producția CEE este de 2790 MW.

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

**D3** 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. 481 A);
- se limitează *confidențial* pentru respectarea curentului maxim admisibil pe LEA 110 kV Topolog – Tulcea Vest (după limitare, curentul pe LEA fiind de cca. 472 A).

**D4** Verificarea criteriului de siguranță (N – 1) în RED pe schema cu N elemente în funcțiune, conduce la încărcarea peste limita admisibilă a LEA 110 kV Medgidia Nord – Medgidia 1, la declanșarea LEA 110 kV Mircea Vodă – Medgidia Sud. Pentru a scădea încărcarea pe această linie, se limitează *confidențial*.

**D5** Verificarea criteriului de siguranță (N – 1) în RET pe schema cu N elemente în funcțiune, conduce la încărcarea peste limita admisibilă a LEA de 110 kV la declanșarea LEA 400 kV Gutinaș – Smârdan:

- LEA 110 kV Mărășești – Tecuci;
- LEA 110 kV Schela – Tudor Vladimirescu;
- LEA 110 kV Schela – Smârdan;

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

- deconectarea LEA 110 kV Cudalbi – Tecuci;
- conectarea LEA 110 kV Pogoanele – Jugureanu;
- conectarea LEA 110 kV Valea Călugărească – Urziceni;
- conectarea CT Liești și LEA 110 kV Liești – Măxineni;
- *confidențial*

**D6** Pentru respectarea limitei admisibile pe LEA 110 kV Gura Ialomiței – Băltăgești la declanșarea LEA 400 kV Tulcea Vest – Isaccea, se limitează suplimentar *confidențial*.

**D6** În regimul R1 deficitele zonelor din București sunt:

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

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

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

## Regim R2

**D1** Regimul R2 este un regim de vârf de dimineață pentru zi lucrătoare, corespunzător lunii aprilie 2021. Palierul de consum este 7600 MW, în condițiile unui sold de export de 2000 MW. Producția în centralele hidroelectrice este considerată de 3545 MW. Producția CEF este de 800 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** În regimul R2 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.

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  $185 \text{ mm}^2$ , cu excepția liniilor reconductorate cu 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	Dobrogea 110 kV			L.Sărăt, Smârdan 110 kV	Tariverde	Stupina, Rahman	Băltăgești G.Ialomiței (include CEE Pantelimon)	Moldova Banat	<b>SEN</b>
MW	1087								
	CEE Peștera, Chirnogeni, Cobadin, Pecineaga 2, Mihai Viteazu (1 si 2)	Harșova – Medgidia Sud – Constanța Nord	Tulcea						
$P_{inst.CEE}$ ( $disp.net$ )	289	311	487	146	585	590	250	248	<b>2906</b>

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, sunt următoarele:

Pentru schema cu N elemente în funcțiune:

- se limitează **confidențial**;
- se limitează **confidențial**;

După considerarea acestor limitări, verificarea criteriului N-1 în RED pe schema cu N elemente în funcțiune impune limitare suplimentară preventivă a producției CEE din zona 110 kV Medgidia Sud – Hărșova – Constanța Nord.

Contingența critică este declansarea 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  $485 \text{ A} = I_{adm30^\circ\text{C}}$ , 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 **confidențial** este **confidențial**

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

1. LEA 220 kV Barboși – Filești la declansarea LEA 400 kV Gutinăș – Smârdan;
2. LEA 220 kV Stejaru – Gheorgheni la declansarea LEA 400 kV Iernut – Sibiu Sud;
3. LEA 220 kV Portile de Fier – Reșița circ. 1 (2) la declansarea LEA 220 kV Portile de Fier – Reșița circ. 2 (1);

4. LEA 220 kV Reșița – Timișoara circ. 1 (2) la declanșarea LEA 220 kV Reșița – Timișoara circ. 2 (1);

Pentru depășirea nr. 1 se aplică următoarele măsuri:

- conectarea LEA 110 kV Pogoanele – Jugureanu și LEA 110 kV Valea Călugărească – Urziceni; Conform recomandărilor RAF, având în vedere circulația pe LEA 400 kV Gutinaș – Smârdan în regimul fără declanșări (cca. 667 MW /955 A), se completează setul de măsuri cu:

- conectarea CT 110 kV Liești și a LEA 110 kV Liești – Măxineni, depășirile mutându-se în rețeaua de 110 kV pe LEA 110 kV Mărășești – Tecuci;

Ca urmare se adoptă următoarea măsură adițională:

- deconectarea LEA 110 kV Tecuci – Cudalbi;

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

Pentru depășirea nr. 2 se aplică următoarele măsuri:

- conectarea LEA 110 kV Tăuni – Blaj;
- conectarea LEA 110 kV Câmpia Turzii – Aiud cu derivație IMA și CL 110 kV Ocna Mureș;

Pentru depășirile 3 și 4 se aplică următoarele măsuri:

- conectarea CT 110 kV Topleț;
- conectarea LEA 110 kV Turnu Severin – Topleț circ. 2;
- conectarea LEA 110 kV Gătaia – Timișoara;

sau

- se limitează *confidențial*.

Reducerea producției de la cca. **2906 MW** la cca. **2789 MW** este identificată că fiind cea mai mică posibilă în condițiile schemei de calcul și în ipoteza de palier de consum (7600 MW) și sold (export 2000 MW) considerată.

**D3** În regimul R2 deficitele zonelor din București sunt:

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

**D4** În regimul R2 excedentele / deficitele zonelor din 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 gol de noapte mediu pentru o zi de sărbătoare corespunzător lunii mai, din punct de vedere al palierului de consum și acoperirii acestuia, dar este asimilat întregului sezon de vară 2021. Palierul de consum este 4700 MW, în condițiile unui sold de export de 800 MW.

Producția în CEF este de 0 MW, iar producția CEE este de 2150 MW. Producția CEE este determinată în urma evaluării adecvanței.

**D2** În regimul R3 pentru menținerea tensiunilor în limitele admisibile și pentru asigurarea criteriului de siguranță (N – 1) au fost necesare următoarele măsuri:

- conectarea tuturor bobinelor de compensare disponibile din SEN; se menționează că, în afară de bobinele de compensare considerate în sezonul de iarnă 2020-2021, a fost considerată disponibilă și în funcțiune o bobină de compensare din stația 110 kV Domnești;
- reglarea tensiunilor la bornele generatoarelor, cu urmărirea menținerii în domeniul inductiv a generatoarelor, altele decât cele hidroenergetice;
- *confidențial*;
- modificarea ploturilor de funcționare ale unităților de transformare de sistem.

**D3** În regimul R3 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 (*confidențial*);
- LEA 400 kV Domnești – Urechești;

Se menționează că LEA 400 kV Isaccea – Smârdan circ. 2 este considerată retrasă din exploatare pentru RTh Smârdan.

**D4** În regimul R3 deficitele zonelor din București sunt:

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

**D5** În regimul R3 excedentele / deficitele sectiunilor din zonele Dobrogea, Moldova și Ardeal sunt:

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

**D6** În regimul R3 producția CEE este limitată la 2150 MW din considerente de *confidențial*. Puterea maximă în CEE la nivelul SEN care se poate produce cu respectarea criteriului de siguranță (N – 1) este de *confidențial* pentru regimul R3, dacă se consideră un sold de export *confidențial*. Se menționează că criteriul de siguranță (N – 1) este respectat în RET fără a fi necesare buclări suplimentare.

## Regim R4

**D1** Regimul R4 este un regim de vârf de seara corespunzător lunilor mai – iunie 2021. Palierul de consum este de 7400 MW, în condițiile unui sold de import de 1500 MW. Producția în CEF și CEE este de 0 MW și este considerat un singur grup în funcțiune la CNE Cernavodă.

**D2** Regimul R4 este caracterizat prin depășiri de tensiune în zonele Moldova, Deva, 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 bornele unor generatorare;
- comutarea ploturilor unităților de transformare;

**D3** La verificarea criteriului de siguranță ( $N - 1$ ) în RET în schema cu N elemente în funcțiune, rezultă încărcarea AT3 – 200 MVA, 220/110 kV lernut la cca. 260 MVA (130%  $S_n$ ) la declanșarea LEA 220 kV lernut – Fântanele – derivație Ungheni provizorat.

**D4** În regimul R4 se adoptă măsuri postavarie la declanșarea LEA 220 kV lernut – Fântanele – derivație Ungheni provizorat.

Contingență	Element critic	Valoare depășire	Măsuri postavarie
LEA 220 kV lernut – Fântanele – derivație Ungheni provizorat	AT3 – 200 MVA 220/110 kV lernut	130% $S_n$	- se conectează LEA 110 kV Lechința – Deda, LEA 110 kV Tăuni – Blaj, LEA 110 kV Tușnad – Valea Crișului.

**D5** În regimul R4 deficitele zonelor din București sunt:

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

**D6** În regimul R4 deficitele/ excedentele zonelor din Dobrogea, Moldova și Ardeal sunt:

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

## Regim R5

**D1** Regimul R5 este un regim de vârf de dimineață pentru zi lucrătoare, corespunzător perioadei iulie-septembrie 2021.

Palierul de consum este 8000 MW, în condițiile unui sold de export de 1000 MW. Producția CEF este de 700 MW. 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** În regimul R5 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  $185 \text{ mm}^2$ , cu excepția liniilor reconductorate care au conductor cu capacitate mărită, anume:

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

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

Zone	Dobrogea 110 kV		L.Sărăt, Smârdan 110 kV	Tariverde	Stupina, Rahman	Băltăgești G.Ialomiței (include CEE Pantelimon)	Moldova Banat	<b>SEN</b>	
MW	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	<b>2906</b>

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, sunt următoarele:

Pentru schema cu N elemente în funcțiune:

- se limitează *confidențial* pentru reducerea curentului pe LEA 110 kV Gura Ialomiței – Băltăgești, de la cca. 573 A la cca. 485 A;
- se limitează *confidențial*, deoarece altfel curentul pe LEA 110 kV Topolog – Tulcea Vest depășește limita admisibilă corespunzătoare secțiunii de  $185 \text{ mm}^2$ . Limitarea este *confidențial*;

După considerarea acestor limitări, verificarea criteriului de siguranță (N – 1) în RED pe schema cu N elemente în funcțiune impune limitare suplimentară preventivă a producției CEE din zona 110 kV Medgidia Sud – Hârșova – 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, 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 zona 110 kV Medgidia Sud – Hârșova – Constanța Nord este de *confidențial*, situație care corespunde unui excedent maxim admisibil al acestei zone de cca. 193 MW.

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

- LEA 220 kV Barboși – Filești la declanșarea LEA 400 kV Gutinaș – Smârdan;
- AT3 (AT4) 400 MVA, 400/220 kV București Sud la declanșarea AT4 (AT3) 400 MVA, 400/220 kV București Sud;
- AT3 și AT4 400 MVA, 400/220 kV București Sud la declanșarea LEA 400 kV Domnești – București Sud;
- axa 110 kV Vlad Tepeș – Dragoș Vodă – Slobozia Sud la declanșarea LEA 400 kV București Sud – Gura Ialomiței sau a LEA 400 kV București Sud – Pelicanu;

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

- conectarea LEA 110 kV Pogoanele – Jugureanu și LEA 110 kV Valea Călugărească – Urziceni.

Conform recomandărilor RAF, având în vedere circulația pe LEA 400 kV Gutinaș – Smârdan în regimul fără declanșări (cca. 750 MW /1077 A), se completează setul de măsuri cu:

- conectarea CT 110 kV Liești și a LEA 110 kV Liești – Maxineni, depășirile mutându-se în rețeaua de 110 kV pe LEA 110 kV Mărășești – Tecuci.

Ca urmare se adoptă următoarele măsuri adiționale:

- deconectarea LEA 110 kV Tecuci – Cudalbi;
- limitarea producției *confidential*.

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

Reducerea producției de la cca. 2906 MW la cca. 2770 MW este identificată că fiind cea mai mică posibilă în condițiile schemei de calcul și în ipoteza de palier de consum (8000 MW) și sold (export 1000 MW) considerată.

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

	Vara 2016	Iarna 2016-2017	Vara 2017	Iarna 2017-2018	Vara 2018	Iarna 2018-2019	Vara 2019	Iarna 2019-2020	Vara 2020	Iarna 2020-2021	Vara 2021
P <sub>max adm CEE [MW]</sub>	2700	2835	2790	2840	2746	2853	2795	2840	2795	2845	2770
Sold export [MW]	1000	800	1250	1000	1000	1000	1000	800	1000	800	1000
P <sub>c</sub> [MW]	7700	9000	7800	9300	8000	9300	8000	9400	8100	9200	8000

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

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

Defalcarea puterii maxim admisibile a CEE pe zonele definite în studiu este urmatoarea:

Zone MW	Dobrogea 110 kV			Lacu Sărat, Smârdan 110 kV	Tariverde	Stupina, Rahman	Băltăgești G.Ialomiței (include CEE Pantelimon)	Moldova (include CEE Corni și Cudalbi) Banat	SEN
	<i>confidential</i>								
CEE Peștera, Chirnogeni, Cobadin, Pecineaga 2, Mihai Viteazu (1 și 2)	Hârșova – Medgidia Sud – Constanța Nord	Tulcea	<i>confidential</i>	<i>confidential</i>	<i>confidential</i>	<i>confidential</i>	<i>confidential</i>	<i>confidential</i>	<i>confidential</i>
P <sub>max.CEE</sub>	<i>confidential</i>	<i>confidential</i>	<i>confidential</i>	<i>confidential</i>	<i>confidential</i>	<i>confidential</i>	<i>confidential</i>	<i>confidential</i>	cca. 2770

Zone %	Dobrogea 110 kV			Lacu Sărat, Smărădan 110 kV	Tariverde	Stupina, Rahman	Băltăgești G.Ialomitei (include CEE Pantelimon)	Moldova (include CEE Corni și Cudalbi) Banat	SEN						
	confidențial														
	CEE Peștera, Chirnogeni, Cobadin, Pecineaga 2, Mihai Viteazu (1 si 2)	Hârșova – Medgidia Sud – Constanța Nord	Tulcea												
P <sub>max.CEE</sub>	confidențial	confidențial	confidențial	confidențial	confidențial	confidențial	confidențial	confidențial	95,3						

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

#### D3 În regimul R5 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	105,8%Sn	-se verifică că este conectată LEA 110 kV Pogoanele – Jugureanu; -se verifică că este conectată LEA 110 kV Valea Călugărească – Urziceni; -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. 102,8%Sn. - confidențial
LEA 400 kV Domnești – București Sud	AT4 și AT3 – 400 MVA, 400/220 kV București Sud	101,9%Sn	-se verifică că este conectată LEA 110 kV Pogoanele – Jugureanu; -se verifică că este conectată LEA 110 kV Valea Călugărească – Urziceni; -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. 100%Sn.

#### D4 În regimul R5 deficitele zonelor din București sunt:

Zona	Sud	Vest	Fundeni
Deficit [MW]	confidențial		

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

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

## Regim R6

**D1** Regimul R6 este un regim de vârf de dimineață corespunzător lunilor iulie – septembrie 2021. Palierul de consum este de 8200 MW, în condițiile unui sold de import de 1200 MW. Producția în CEE este de 0 MW, iar în CEF este de 700 MW.

**D2** Regimul R6 este caracterizat prin tensiuni ridicate în zona Moldova, pentru care au fost necesare sau fost necesare măsuri de comutare a ploturilor unităților de transformare și de conectare a unor bobine de compensare. Setul de bobine în funcțiune la R6 este prezentat în anexa 3.9.

**D3** Verificarea criteriului de siguranță ( $N - 1$ ) în RET în schema cu N elemente în funcțiune conduce la încărcarea peste limita admisibilă a AT3 – 200 MVA, 220/110 kV lernut la cca. 228 MVA la declanșarea LEA 220 kV lernut – Fântanele – derivație Ungheni provizorat.

**D4** În regimul R6 se adoptă măsuri postavarie la declanșarea LEA 220 kV lernut – Fântanele – derivație Ungheni provizorat.

Contingență	Element critic	Valoare depășire	Măsuri postavarie
LEA 220 kV lernut – Fântanele – derivație Ungheni provizorat	AT3 – 200 MVA 220/110 kV lernut	116% $S_n$	- se conectează LEA 110 kV Tușnad – V. Crisului; - se conectează LEA 110 kV Lechința – Deda.

**D5** În regimul R6 deficitele zonelor din București sunt:

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

**D6** În regimul R6 deficitele/ excedentele zonelor din Dobrogea, Moldova și Ardeal sunt:

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

## Regim R7

**D1** Regimul R7 este un regim de vârf de dimineață pentru zi lucrătoare corespunzător lunilor iulie-septembrie 2021. Palierul de consum este de 8000 MW, în condițiile unui sold de import de 560 MW. Producția în CEF este de 600 MW și în CEE este de 600 MW.

**D2** Regimul R7 este caracterizat prin depășiri de tensiune în zonele Moldova, Dobrogea și București în regimul N fără declanșări. 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.

**D3** Verificarea criteriului (N-1) în RET pe schema cu N elemente în funcțiune, conduce la încărcarea AT3 – 200 MVA 220/110 kV lernut la cca. 225 MVA (114%  $S_n$ ) la declanșarea LEA 220 kV lernut – Fântanele – derivație Ungheni provizorat.

**D4** În regimul R7 se adoptă măsuri postavarie la declanșarea LEA 220 kV lernut – Fântanele – derivație Ungheni provizorat.

Contingență	Element critic	Valoare depășire	Măsuri postavarie
LEA 220 kV lernut – Fântanele – derivație Ungheni provizorat	AT3 – 200 MVA 220/110 kV lernut	116% $S_n$	- se conectează LEA 110 kV Tăuni – Blaj.

**D5** În regimul R7 deficitele zonelor din București sunt:

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

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

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

### **3.3.4. Analiza regimurilor de funcționare în scheme cu retrageri**

**1.** 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), că 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.

**2.** 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 în general 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.

**3.** În ceea ce privește excedentele/ deficitele pe zone la care se fac referire în cadrul conditionărilor 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 – Tamadau;
- **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 – Gutinas, Smârdan – Gutinas, LEA 220 kV Barboși – Focșani Vest, Gutinaș – Stejaru – derivație AT1 – 200 MVA 220/110 kV Dumbrava provizorat, LEA 110 kV Râmnicu Sărat – Costieni;
- **zona S6:** pe LEA 400 kV Gutinas – 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. Analiza schemei RED 110 kV luând în considerare punerea în funcțiune a LEA 400 kV Nădab – Oradea Sud și Trafo 3 – 250 MVA, 400/110 kV Sibiu Sud**

#### **3.3.5.1. Analiza schemei RED 110 kV în zona Sibiu**

Având în vedere punerea în funcțiune a Trafo 3 – 250 MVA, 400/110 kV Sibiu Sud au fost analizate două scheme de funcționare debuclată în zona RED 110 kV Sibiu. Analizele de regimuri au fost realizate pe baza Regimului R5.

➤ **Schema nr. 1** prevede debuclarea zonei RED 110 kV Sibiu de zonele Brașov și Alba Iulia prin aducerea în rezervă a LEA 110 kV Făgăraș – Hoghiz și LEA 110 kV Petrești – Miercurea Sibiului. De asemenea, se consideră conectate T3 – 250 MVA, 400/110 kV și T4 – 250 MVA, 400/110 kV în stația 400/220/110 kV Sibiu Sud astfel:

- T3 – 250 MVA 400/110 kV Sibiu Sud conectat pe bara 1A;
- T4 – 250 MVA 400/110 kV Sibiu Sud conectat pe bara 1B.

Circulațiile de putere activă pe elementele din stația 110 kV Sibiu Sud în schema completă sunt prezentate în tabelul următor:

<b>Element</b>	<b>Puterea activă [MW]</b>
CL 110 kV Sibiu Sud	11.25
LEA 110 kV Sibiu Nord circ. 1	34.97
LEA 110 kV Ucea circ. 1	10.47
LEA 110 kV Cisnădie	1.42
T3 – 250 MVA, 400/110 kV Sibiu Sud	28.9
LEA 110 kV Sibiu Nord circ. 2	34.85
LEA 110 kV Ucea circ. 2	30.49
T4 – 250 MVA, 400/110 kV Sibiu Sud	28.89

La verificarea criteriului de siguranță (N – 1) în RET și RED 110 kV nu apar depășiri ale nivelului de tensiune sau limitelor admisibile de funcționare pe elementele de rețea.

➤ **Schema nr. 2** s-a obținut pornind de la schema nr. 1 și s-a considerat funcționarea în rezervă a CL 110 kV Sibiu Sud, rezultând următoarea repartizare a elementelor în stația 110 kV Sibiu Sud:

- Bara 1A – 110 kV: LEA 110 kV Sibiu Nord circ. 1, LEA 110 kV Ucea circ. 1, LEA 110 kV Cisnădie și T3 – 250 MVA, 400/110 kV Sibiu Sud;
- Bara 1B – 110 kV: LEA 110 kV Sibiu Nord circ. 2, LEA 110 kV Ucea circ. 2 și T4 – 250 MVA, 400/110 kV Sibiu Sud.

Circulațiile de putere activă pe elementele din stația 110 kV Sibiu Sud în schema completă sunt prezentate în tabelul următor:

<b>Element</b>	<b>Puterea activă [MW]</b>
LEA 110 kV Sibiu Nord circ. 1	28.99
LEA 110 kV Ucea circ. 1	11.06
LEA 110 kV Cisnădie	1.74
T3 – 250 MVA, 400/110 kV Sibiu Sud	31.84
LEA 110 kV Sibiu Nord circ. 2	40.79
LEA 110 kV Ucea circ. 2	29.59
T4 – 250 MVA, 400/110 kV Sibiu Sud	25.95

La verificarea criteriului de siguranță (N – 1) în RET și RED 110 kV nu apar depășiri ale nivelului de tensiune sau limitelor admisibile de funcționare pe elementele de rețea.

Având în vedere rezultatele analizei de debuclarea a RED 110 kV în zona Sibiu după punerea în funcțiune a Trafo 3 – 250 MVA, 400/110 kV Sibiu Sud, se propun următoarele:

- Funcționarea cu LEA 110 kV Hoghiz în rezervă caldă în stația 110 kV Făgăraș și automatizare de tip RABD în funcțiune;
- Funcționarea cu LEA 110 kV Miercurea Sibiului în rezervă caldă în stația 110 kV Petrești și automatizare de tip RABD în funcțiune. Se recomandă echiparea stației 110 kV Miercurea Sibiului cu automatizare de tip RABD pe LEA 110 kV Petrești astfel încât LEA 110 kV Petrești să funcționeze în rezervă caldă în stația 110 kV Miercurea Sibiului, având în vedere CEF racordată la barele stației 110 kV Miercurea Sibiului;
- Funcționarea cu CL 110 kV Sibiu Sud conectată pentru a facilita și implementarea reglajului automat de tensiune prin comutarea de ploturi la Trafo 3 și 4 – 250 MVA, 400/110 kV Sibiu Sud.

### 3.3.5.1. Analiza schemei RED 110 kV în zona Oradea

Având în vedere punerea în funcțiune a LEA 400 kV Nădab – Oradea au fost analizate trei scheme de funcționare debuclată în zona RED 110 kV Oradea pornind de la schema normală de funcționare din iarna 2020 – 2021. Analizele de regimuri au fost realizate pe baza Regimului R5.

➤ **Schema nr. 1** prevede funcționarea zonei RED 110 kV Oradea cu LEA 110 kV Chișineu Criș în rezervă în stația Salonta și CT 110 kV Vașcău în rezervă cu următoarea distribuție pe barele 110 kV:

- Bara 1 – 110 kV: LEA 110 kV Beiuș, LEA 110 kV Sudrigiu;
- Bara 2 – 110 kV: LEA 110 kV Vârfurile, LEA 110 kV Brad.

Circulațiile de putere activă pe unitățile de transformare și pe LEA 110 kV de legătură cu zonele vecine în schema completă sunt prezentate în tabelul următor:

Element	Puterea activă [MW]
T1 – 250 MVA, 400/110 kV Oradea Sud	29
T2 – 250 MVA, 400/110 kV Oradea Sud	29
AT – 200 MVA, 220/110 kV Vetiș	47
AT – 200 MVA, 220/110 kV Sălaj	37
AT – 100 MVA, 220/110 kV Tihău	21
LEA 110 kV Suplac – Marghita	4
LEA 110 kV Suplac – Voivozi	4
LEA 110 kV Aleșd – Suplac circ. 1	22
LEA 110 kV Aleșd – Suplac circ. 2	22
LEA 110 kV Suplac – Sârmășag	18
LEA 110 kV Suplac – Șimleu	15
LEA 110 kV Munteni – Huedin derivație Săcuieu	13

La verificarea criteriului de siguranță (N – 1) în RET și RED 110 kV nu apar depășiri ale nivelului de tensiune sau limitelor admisibile de funcționare pe elementele de rețea.

➤ **Schema nr. 2** analizată presupune funcționarea în schema nr. 1, dar cu CT 110 kV Suplac în rezervă și următoarea distribuție pe barele 110 kV Suplac:

- Bara 1 – 110 kV: LEA 110 kV Aleșd circ. 1, LEA 110 kV Aleșd circ. 2, LEA 110 kV Marghita, LEA 110 kV Voivozi;
- Bara 2 – 110 kV: LEA 110 kV Sârmășag, LEA 110 kV Șimleu.

Circulațiile de putere activă pe unitățile de transformare și pe LEA 110 kV de legătură cu zonele vecine în schema completă sunt prezentate în tabelul următor:

Element	Puterea activă [MW]
T1 – 250 MVA, 400/110 kV Oradea Sud	16
T2 – 250 MVA, 400/110 kV Oradea Sud	16
AT – 200 MVA, 220/110 kV Vetiș	57
AT – 200 MVA, 220/110 kV Sălaj	50
AT – 100 MVA, 220/110 kV Tihău	27
LEA 110 kV Suplac – Marghita	10
LEA 110 kV Suplac – Voivozi	12

LEA 110 kV Aleşd – Suplac circ. 1	13
LEA 110 kV Aleşd – Suplac circ. 2	13
LEA 110 kV Suplac – Şärmăşag	2
LEA 110 kV Suplac – Șimleu	-2
LEA 110 kV Munteni – Huedin derivație Săcuieu	19

În comparație cu schema 1, în schema 2 scade încărcarea pe unitățile de transformare din Oradea Sud și crește încărcarea pe cele din Vetiș, Sălaj și Tihău.

La verificarea criteriului de siguranță (N – 1) în RET și RED 110 kV nu apar depășiri ale nivelului de tensiune sau limitelor admisibile de funcționare pe elementele de rețea.

➤ **Schema nr. 3** analizată presupune funcționarea în schema nr. 2, dar cu LEA 110 kV CHE Munteni – Huedin derivație Săcuieu în rezervă în stația Huedin:

Circulațiile de putere activă pe unitățile de transformare și pe LEA 110 kV de legătură cu zonele vecine în schema completă sunt prezentate în tabelul următor:

Element	Puterea activă [MW]
T1 – 250 MVA,400/110 kV Oradea Sud	6
T2 – 250 MVA,400/110 kV Oradea Sud	6
AT – 200 MVA,220/110 kV Vetiș	57
AT – 200 MVA,220/110 kV Sălaj	50
AT – 100 MVA,220/110 kV Tihău	27
LEA 110 kV Suplac – Marghita	12
LEA 110 kV Suplac – Voivozi	15
LEA 110 kV Aleşd – Suplac circ. 1	13
LEA 110 kV Aleşd – Suplac circ. 2	13
LEA 110 kV Suplac – Şärmăşag	2
LEA 110 kV Suplac – Șimleu	-2
LEA 110 kV Munteni – Huedin derivație Săcuieu	-

La verificarea criteriului de siguranță (N – 1) în RET și RED 110 kV nu apar depășiri ale nivelului de tensiune sau limitelor admisibile de funcționare pe elementele de rețea.

Având în vedere rezultatele analizei de debuclarea a RED 110 kV în zona după punerea în funcțiune a LEA 400 kV , se propun următoarele:

- Funcționarea cu CT 110 kV Vașcău în rezervă și cu LEA 110 kV Chișineu Criș în rezervă cu RABD în funcțiune în stația Salonta;
- Debuclarea completă a zonei RED 110 kV Oradea prin funcționarea cu CT 110 kV Suplac în rezervă și LEA 110 kV Munteni – Huedin derivație Săcuieu în rezervă în stație Huedin se va reanaliza și la nivelul DET.

### **3.4. Managementul congestiilor**

*confidential*

### **3.5. Capacitati nete de schimb ale SEN (NTC)**

#### **3.5.1. Valori NTC sezoniere maxime negarantate**

În cadrul studiului s-au calculat capacitatele nete de schimb sezoniere pentru vara 2021. Calculele s-au realizat pe regimul R7, care are următoarele caracteristici:

- schemă de calcul în care s-au implementat doar retragerile din exploatare de lungă durată;
- soldul armonizat pentru RO pentru modelul sezonier de vară 2021, rezultat în urma alinierii aplicate pentru zona Europei Continentale (RG CE) în cadrul grupei de lucru NM&FT (ENTSO-E): import 560 MW;
- consumul corespunde unui palier de vârf dimineață de vară în zi lucrătoare de 8000 MW (conform balanței aferente modelului furnizat pentru realizarea modelului sezonier de vară 2021);
- conform alinierii aplicate pentru zona Europei Continentale (RG CE) în cadrul grupei de lucru NM&FT (ENTSO-E), sunt considerate următoarele **solduri** pentru sistemele energetice ale țărilor vecine

- HU: sold import 1750 MW;
- RS: sold export 109 MW;
- BG: sold export 985 MW;
- UA: sold export 326 MW;

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

- RO < HU: -100 MW;
- RO < RS: -100 MW;
- RO < BG: -260 MW;
- RO < UA: -100 MW.

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

- modul de calcul este similar; se verifică criteriul N-1 și se determină limitele impuse de echipamente și de reglajele protecțiilor/automaticilor în funcțiuie, considerând scenarii de schimb;
- deoarece scenariile presupun schimburi simultane pe toate granitele, se consideră TRM egal cu 400 MW pe interfață 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 capacitații 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 Portile de Fier-Djerdap este de 1300 A. Valoarea este dată de RS în modelul sezonier pentru liniile de evacuare din CHE Djerdap;
- s-au considerat următoarele ipoteze în procesul de determinare a capacitații negarantate de interconexiune: la modelarea procesului de export nu se consideră participarea grupurilor din CHE Portile 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 capacitații negarantate de interconexiune că sunt în funcțiuie ambele circuite ale LEA 400 kV Tânțăreni – Kozlodui.

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

- la verificarea criteriului de siguranță (N – 1) nu a fost considerată și declanșarea simultană a circuitelor liniilor dublu circuit;
- nu au loc alocări successive pe mai multe granite, 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);
- nu au loc creșteri simultane ale schimburilor printr-o interfață multilaterală incluzând și granite ale RO (exemplu: în procesul de determinare a capacitații negarantate de interconexiune la calculele de export nu se consideră interfață RO+BG, aşa cum se procedează la calculele lunare);

- scenariile implică creștere simultană pe 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 capacitați 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 scenariorilor 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%

Cele mai restrictive contingente și elemente critice sunt indicate în tabelul de mai jos:

	Contingență	Element critic
Export RO	1) LEA 400 kV Sofia Vest – Niș	LEA 400 kV Portile de Fier – Djerdap
	2) LEA 400 kV Arad – Mintia	LEA 400 kV Portile de Fier – Djerdap
	3) LEA 220 kV Portile de Fier – Reșița circ. 1 (circ. 2)	LEA 220 kV Portile de Fier – Reșița circ. 2 (circ. 1)
Import RO	1) LEA 400 kV Tânțăreni – Kozlodui circ. 1 (circ. 2)	LEA 400 kV Portile de Fier – Djerdap

Valorile NTC maxime indicative negarantate în interfața de interconexiune a SEN pentru vara 2021 sunt prezentate în tabelul următor:

Scenarii NTC	exp1/ imp1	exp2/ imp2	exp3/ imp3	exp4/ imp4	exp5/ imp5
Regim	R7	R7	R7	R7	R7
Contingențe critice export	1	2	3	1	1
Contingențe critice import	1	1	1	1	1
Export RO	3200	3400	3300	3100	3100
Import RO	3050	3200	3200	3050	3150
RO->HU	800	800	800	800	800
HU->RO	1000	1000	1000	1000	1000
RO->RS	800	800	800	800	800
RS->RO	800	800	800	800	800
RO->BG	1300	1400	1300	1100	1100
BG->RO	1000	1000	1000	1000	1000
RO->UA	300	400	400	400	400

UA->RO	250	400	400	250	350
--------	-----	-----	-----	-----	-----

### Concluzii:

➤ Scenarii de export:

- Contingența critică este fie LEA 400 kV Sofia Vest – Niș, fie LEA 400 kV Arad – Mintia. Elementul critic este LEA 400 kV Porțile de Fier – Djerdap. În cazul scenariului cu structura exportului cu cotă mare spre HU, contingenta critică este declanșarea LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița circ. 1 (circ. 2), iar elementul critic este LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița circ. 2 (circ. 1);
- Elementul critic este la majoritatea scenariilor LEA 400 kV Porțile de Fier – Djerdap, limita admisibilă pe această linie este de 1300 A, este dată de setarea protecțiilor temporizate la 20 min pe liniile racordate la CHE Djerdap;
- În ceea ce privește analiza diverselor scenarii de schimb aplicate se constată că:

- valoarea capacitații de export este maximă atunci când cota schimburilor comerciale cu BG este maximă;
- Valoarea capacitații de export este mare și dacă cota schimburilor comerciale cu RS este minimă

- Aceste concluzii trebuie corelate și cu ipoteza din modelul inițial de export, în care exportul preponderent este către BG;

➤ Scenarii de import:

- Contingența critică este LEA 400 kV Tânăreni – Kozlodui circ. 1 sau circ. 2. Elementul critic este LEA 400 kV Porțile de Fier – Djerdap pentru toate scenariile de import.

- 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 628 MW. Structura de producție a regimului utilizat în calcule (R7) acoperă un palier de consum VDV de 8000 MW și un sold de import de 560 MW, conform prognozei făcute cu ocazia solicitării pentru realizarea modelului sezonier de vară 2021 la nivel ENTSO-E;

- Se menționează că cele mai ridicate valori NTC lunare ferme de import din luniile de iarnă 2021 se ridică la un nivel apropiat de actualele maxime negarantate sezoniere de vară de import.

La ambele tipuri de calcule **nu** sunt considerate în desfășurare retrageri programate din exploatare (din diferite motive, iarna nu sunt lucrări, iar în modelul sezonier de vară nu sunt considerate lucrări), iar ipoteza privind tipul de scenariu este aceeași (au loc creșteri simultane ale schimburilor doar prin interfață formată din granițele RO).

- În ceea ce privește analiza diverselor scenarii de schimb aplicate se constată că:

- structura importului cu **cote mari dinspre BG** (scenariul 2) determină creșterea valorilor NTC în comparație cu toate celelalte scenarii;
- structura importului cu **cote mici dinspre RS** (scenariul 3) are ca efect creșterea capacitații de import a RO.

- Aceste concluzii trebuie corelate și cu ipoteza din modelul inițial de import, în care importul preponderent este din BG.

### 3.5.2. Valori NTC lunare/ sublunare ferme

Pentru fiecare luna se calculează și furnizează pentru alocare valori NTC ferme pe granițe bilaterale, utilizabile simultan în întreagă interfață de interconexiune a SEN în condiții de siguranță, luând în considerare:

- programele de reparații pentru luna respectivă;
- prognoza de producție și consum;
- schimburile prognosticate;
- reglajul protecțiilor și al automaticilor în funcțiune;
- valorile NTC anuale ferme;
- eliminarea efectului soldării;
- utilizarea comună a interfețelor, scenarii de schimb pesimiste cu alocări succesive pe mai multe granițe;

- măsuri operative preventive/ postavarie.

Calculul NTC lunare se face pentru subperioade determinate de programe de retrageri simultane și successive, cu o rezoluție la nivel de săptămâna/ zi care permite utilizarea în licitațiile pentru intervalele de timp al pieței pentru ziua următoare și pieței intrazilnice. În funcție de actualizarea informațiilor privind desfășurarea programelor de retrageri, în cazul unor modificări semnificative, valorile NTC pot fi recalculate și armonizate la nivel de subperioade.

Valorile NTC lunare ferme armonizate cu partenerii de interconexiune pentru luna aprilie 2021 sunt prezentate în Anexa 3.11. Existența în aceeași luna a mai multor subperioade cu programe de retrageri semnificative diferite a impus definirea unui profil lunar incluzând seturi de valori ferme.

## 4. VERIFICAREA STABILITĂȚII STATICHE

### 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 și Ucraina de Vest.

Calculele s-au efectuat pentru scheme cu N, N-1 elemente în funcționează în ipoteza de balanță R4 (vârf de seară), R5 (vârf de dimineață) și R3 (gol) cu verificarea criteriului N-1. Pentru fiecare din aceste scheme s-a verificat stabilitatea statică atât în schema de durată în cazul declanșării unui element din zona care afectează secțiunea, cât și respectarea criteriului de siguranță.

Înrăutățirea regimurilor pentru încărcarea secțiunii s-a făcut prin încărcarea/conectarea grupurilor din zona excedentară și descărcarea/deconectarea grupurilor și creșterea consumului în zonele deficitare. În tabelele din Anexele 4.1-4.6 sunt prezentate în detaliu rezultatele calculelor pentru diferite scenarii, cuprindând 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 curent 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 S2, S3, S4, S5 și S6 valorile puterilor cu rezerva normată și cele admisibile s-au dat atât pentru întreaga secțiune ( $\sum P_{L(400+220+110)kV}$ ), cât și pentru cea vizibilă, formată doar din liniile de transport ( $\sum P_{L(400+220)kV}$ ), acestea din urmă incluzând și liniile de interconexiune a SEN cu sistemele vecine.

Valorile indicate în tabele corespund cazurilor de retrageri din exploatare descrise la fiecare regim și unei structuri de grupuri în funcționează data 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 repartiție a puterilor produse. Este necesar a fi analizate aceste modificări 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 contingențe 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.

Pentru toate secțiunile calculul s-a efectuat în regimurile inițiale cu luarea în considerare a retragerilor conform schemei de calcul.

S-au considerat balanțe de producție cu U1 și U2 CNE Cernavodă în funcționează în regimurile R3, R5 și balanță de producție cu U1 Cernavodă în funcționează în regimul R4.

### 4.1 Secțiunea S1

Calculele s-au efectuat pentru scheme cu N, N-1 elemente în funcționează în ipoteza de balanță R5 cu producție în CEE, CEF și cu două unități în CNE Cernavodă. Excedentul initial al secțiunii este de cca. 1155 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  $P_{8\%}=4170$  MW, iar puterea admisibilă în secțiune este

de 1160 MW, valoare peste care apar suprasarcini pe LEA 220 kV Porțile de Fier – Reșița (circuitul rămas în funcțiune);

- La declanșarea LEA 220 kV Craiova Nord – Turnu Măgurele, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de  $P_{8\%}=4260$  MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 2350 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  $P_{8\%}=3730$  MW iar puterea admisibilă în secțiune este de 2100 MW, valoare peste care apar suprasarcini pe LEA 220 kV Urechești – Târgu Jiu Nord și LEA 220 kV Paroșeni – Târgu Jiu Nord;
- La declanșarea LEA 400 kV Tânțăreni – Sibiu Sud, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de  $P_{8\%}=3830$  MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 1760 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 în CNE Cernavodă, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de  $P_{8\%}=4340$  MW iar puterea admisibilă în secțiune este de 2200 MW, valoare peste care apar suprasarcini pe LEA 220 kV Urechești – Târgu Jiu Nord și LEA 220 kV Paroșeni – Târgu Jiu Nord;
- La declanșarea LEA 400 kV Urechești – Domnești, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de  $P_{8\%}=4120$  MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 2260 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  $P_{8\%}=4200$  MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 2360 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

Calculele s-au efectuat pentru scheme cu N, N-1 elemente în funcțiune în ipoteza de balanță R4 fără producție în CEE și CEF. Inițial secțiunea S2 are un deficit de 2020 MW. Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.2):

- La declanșarea LEA 400kV Sibiu Sud – Brașov, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de  $P_{8\%}=3680$  MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 3090 MW, valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 110 kV IFA – Domnești;
- La declanșarea LEA 400kV Tânțăreni – Bradu, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de  $P_{8\%}=3530$  MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 2910 MW, valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 110 kV IFA – Domnești;

- La declanșarea unei unități din CNE Cernavodă, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de  $P_{8\%}=4200$  MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 2950 MW, valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 110 kV IFA – Domnești;
- La declanșarea LEA 400kV Slatina – București Sud, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de  $P_{8\%}=3720$  MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 3100 MW, valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 110 kV IFA – Domnești;
- La declanșarea LEA 400kV Urechești – Domnești, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de  $P_{8\%}=3740$  MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 3400 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;
- La declanșarea LEA 220kV Craiova Nord – Turnu Măgurele, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de  $P_{8\%}=3820$  MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 2660 MW, valoare peste care se depășește curentul pe LEA 110 kV IFA – Domnești.

#### **4.3. Secțiunea S3**

Calculele s-au efectuat pentru scheme cu N, N-1 elemente în funcțiune în ipoteza de balanță R4 palierul VS fără producție în CEE și CEF, o unitate în funcțiune în CNE Cernavodă.

Înțial secțiunea S3 are un deficit de 767 MW. Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.3):

- La declanșarea LEA 400 kV Brașov – Gutinăș, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de  $P_{8\%}=1200$  MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 1120 MW (1120 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;
- La declanșarea LEA 400 kV Smârdan – Gutinăș, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de  $P_{8\%}=1450$  MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 1260 MW (1260 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  $P_{8\%}=1710$  MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 1350 MW (1350 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  $P_{8\%}=1720$  MW iar puterea admisibilă în secțiune este de 1350 MW (1350 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  $P_{8\%}=2180$  MW iar puterea admisibilă în secțiune este de 1280 MW (1280 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 R5 palierul VD cu producție în CEE, CEF și cu două unități în CNE Cernavodă.**

Deficitul inițial al secțiunii este de cca. 552 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  $P_{8\%}=1340$  MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 980 MW valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 220 kV Stejaru – Gheorgheni;
- La declanșarea LEA 400 kV Roșiori – Mukacevo, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de  $P_{8\%}=1440$  MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1330 MW valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;
- La declanșarea LEA 220 kV Stejaru – Gheorgheni, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de  $P_{8\%}=1440$  MW, iar puterea admisibila in sectiune este 1040 MW, valoare peste care apar suprasarcini pe AT1 400 MVA, 400/220 kV Iernut;
- La declanșarea LEA 400 kV Iernut – Gădălin, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de  $P_{8\%}=1580$  MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 750, valoare peste care se supraîncarcă AT1 400 MVA, 400/220 kV Iernut;
- La declanșarea LEA 400 kV Oradea Sud – Nădab, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de  $P_{8\%}=1480$  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 – Oradea Sud, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de  $P_{8\%}=1600$  MW , iar puterea admisibilă în secțiune este 1410 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  $P_{8\%}=1530$  MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1370 MW valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.

Nota : Pentru toate cazurile N-1 condiționăriile de regim pentru fiecare retragere sunt specificate în Anexa 4.4.1

- La retragerea LEA 400 kV Sibiu Sud – Iernut și declanșarea LEA 400 kV Mukacevo – Roșiori, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de  $P_{8\%}=1260$  MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 1040 MW (740 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;

- La retragerea LEA 220 kV Alba Iulia – Cluj Florești și declanșarea LEA 400 kV Sibiu Sud – lernut, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de  $P_{8\%}=1220$  MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 660 MW, valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 220 kV Stejaru – Gheorgheni;
- La retragerea LEA 220 kV Stejaru – Gheorgheni și declanșarea LEA 400 kV Sibiu Sud – lernut, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de  $P_{8\%}=1430$  MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 750 MW (540 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 110 kV Fântânele – Hoghiz și pe LEA 110 kV Fântânele – Mureni;
- La retragerea LEA 220 kV Fântânele – Gheorgheni și declanșarea LEA 400 kV Sibiu Sud – lernut, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de  $P_{8\%}=1460$  MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 670 MW (500 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 110 kV Vlăhița - Odorhei.

#### **4.4.2. Secțiunea S4 în ipoteza de balanță R4 palierul VS fără producție în CEE și CEF, cu o unitate în funcțiune în CNE Cernavodă.**

Deficitul inițial al secțiunii este de cca. 660 MW.

Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.4.2):

- La declanșarea LEA 400 kV Sibiu Sud – lernut, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de  $P_{8\%}=1520$  MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1330 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  $P_{8\%}=1570$  MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1420 MW, valoare peste care se supraîncarcă AT1 400 MVA, 400/220 kV lernut;
- La declanșarea LEA 220 kV Stejaru – Gheorgheni, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de  $P_{8\%}=1620$  MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1280 MW valoare peste care se supraîncarcă AT1 400 MVA, 400/220 kV lernut;
- La declanșarea LEA 400 kV Gădălin – lernut, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de  $P_{8\%}=1760$  MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1290 MW, valoare peste care se supraîncarcă AT1 400 MVA, 400/220 kV lernut;
- La declanșarea LEA 400 kV Roșiori – Oradea Sud, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de  $P_{8\%}=1740$  MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1440 MW, valoare peste care se supraîncarcă AT 400 MVA, 400/220 kV lernut;
- La declanșarea LEA 400 kV Oradea Sud – Nădab, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de  $P_{8\%}=1640$  MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1380 MW, valoare peste care se supraîncarcă AT 400 MVA, 400/220 kV lernut;

- La declanșarea LEA 220 kV Alba Iulia – Cluj Florești, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de  $P_{8\%}=1630$  MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1260 MW, valoare peste care se supraîncarcă AT1 400 MVA, 400/220 kV lernut.

#### **4.4.3. Secțiunea S4 în ipoteza de balanță R3 palierul GS cu producție în CEE și două unități în CNE Cernavodă.**

Deficitul inițial al secțiunii este de cca. 544 MW.

Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.4.3):

- La declanșarea LEA 400 kV Sibiu Sud – lernut, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de  $P_{8\%}=1460$  MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1210 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  $P_{8\%}=1520$  MW, iar puterea admisibilă în secțiune este este 1360 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  $P_{8\%}=1460$  MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1220 MW valoare peste care se supraîncarcă AT1 400 MVA, 400/220 kV lernut;
- La declanșarea LEA 400 kV Gădălin – lernut, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de  $P_{8\%}=1710$  MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1420 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  $P_{8\%}=1560$  MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1350 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  $P_{8\%}=1690$  MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1420 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  $P_{8\%}=1620$  MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1370 MW valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.

#### **4.5. Secțiunea S5**

##### **4.5.1. Secțiunea S5 în ipoteza de balanță R5 palierul VD cu producție în CEE, CEF și cu două unități în funcțiune în CNE Cernavodă.**

Deficitul inițial al secțiunii este de cca. 471 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  $P_{8\%} = 890$  MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 800 MW (710 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  $P_{8\%} = 910$  MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 820 MW (730 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  $P_{8\%} = 900$  MW; iar puterea admisibilă în secțiune este de 490 MW (450 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 110 kV Liești – Tudor Vladimirescu;
- La declanșarea LEA 400 kV Bacău Sud – Roman Nord puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de  $P_{8\%} = 860$  MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 670 MW (600 MW – rețeaua vizibilă), 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  $P_{8\%} = 870$  MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 710 MW (630 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;
- La declanșarea LEA 220 kV Gutinaș – FAI puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de  $P_{8\%} = 1020$  MW; iar puterea admisibilă în secțiune este de 880 MW (780 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.

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

- La retragerea LEA 400 kV Brașov – Gutinaș și declanșarea LEA 400kV Smârdan - Gutinaș, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de  $P8\% = 530$  MW iar puterea admisibilă în secțiune este de 470 MW (500 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 110 kV Gutinaș – Mărășești și pe axa 110 kV Liești – ICM – Tecuci și LEA 220 kV Barboși – Filești;
- La retragerea LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș și declanșarea L400kV Brașov - Gutinaș, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de  $P8\% = 530$  MW iar puterea admisibilă în secțiune este de 460 MW (420 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 110 kV Gutinaș – Mărășești, pe axa 110 kV Liești – ICM – Tecuci și LEA 220 kV Barboși – Filești;
- La retragerea LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș și declanșarea L220kV Barboși – Filești, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de  $P8\% = 880$  MW iar puterea admisibilă în secțiune este de 460 MW (420 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 110 kV Liești – Tudor Vladimirescu, pe axa 110 kV Liești – ICM – Tecuci și LEA 110 kV Schela – Smârdan;

- La retragerea LEA 400 kV Roman Nord – Suceava și declanșarea LEA 400kV Smârdan - Gutinaș, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de  $P_{8\%}=790$  MW iar puterea admisibilă în secțiune este de 500 MW (450 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 110 kV Liești – Tudor Vladimirescu.

#### **4.5.2. Secțiunea S5 în ipoteza de balanță R4 palierul VS fără producție în CEE și CEF, o singură unitate în funcțiune în CNE Cernavodă.**

Deficitul inițial al secțiunii este de cca. 480 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  $P_{8\%} = 940$  MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 860 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  $P_{8\%} = 830$  MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 810 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;
- La declanșarea LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de  $P_{8\%} = 970$  MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 890 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;
- La declanșarea LEA 400 kV Bacău Sud – Roman Nord puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de  $P_{8\%} = 890$  MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 750 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;
- La declanșarea LEA 400 kV Gutinaș – Bacău Sud puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de  $P_{8\%} = 890$  MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 770 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;
- La declanșarea LEA 220 kV Gutinaș – FAI puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de  $P_{8\%} = 1050$  MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 890 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.

#### **4.5.3. Secțiunea S5 în ipoteza de balanță R3 palierul GS cu două unități în CNE Cernavodă.**

Deficitul inițial al secțiunii este de 124 MW.

Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.5.3):

- La declanșarea LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de  $P_{8\%} = 920$  MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 530 MW, valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 220 kV Barboși – Filești;

- La declanșarea LEA 400 kV Bacău Sud – Roman Nord puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de  $P_{8\%} = 860$  MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 680 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;
- La declanșarea LEA 400 kV Gutinaș – Bacău Sud puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de  $P_{8\%} = 890$  MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 700 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;
- La declanșarea LEA 400 kV Brașov – Gutinaș puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de  $P_{8\%} = 920$  MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 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  $P_{8\%} = 1040$  MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 820 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.

#### **4.6. Secțiunea S6**

##### **4.6.1. Secțiunea S6 în ipoteza de balanță R5 palierul VD cu producție în CEE, CEF și cu două unități în CNE Cernavodă.**

Excedentul inițial al secțiunii S6 este de 2870 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  $P_{8\%}=4740$  MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 2870 MW (2670 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se încarcă AT3 – 400 MVA, 400/220 Lacu Sărat;
- La declanșarea LEA 400 kV București Sud – Pelicanu, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de  $P_{8\%}=4720$  MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 3140 MW, (2880 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  $P_{8\%}=4570$  MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 3400 MW (3120 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 400 kV Cernavodă – Pelicanu;

Nota : Pentru toate cazurile N-1 condiționăriile 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  $P_{8\%}=3410$  MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 1520 MW (1360 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 Barboși – Filești, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de  $P_{8\%}=4330$  MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 1520 MW (1360 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 110 kV Schela – Smârdan;
- La retragerea LEA 400 kV Brașov – Gutinaș și declanșarea LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de  $P_{8\%}=3440$  MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 1530 MW (1430 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 110 Gutinaș – Mărășești.

#### **4.6.2. Secțiunea S6 în ipoteza de balanță R3 palierul GS cu două unități în CNE Cernavodă.**

Excedentul inițial al secțiunii S6 este de 2620 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  $P_{8\%}=4550$  MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 3420 MW (3350 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 220 kV Barboși – Filești;
- La declanșarea LEA 400 kV București Sud – Pelicanu, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de  $P_{8\%}=4630$  MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 3100 MW, (3090 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 400 kV București Sud – Gura Ialomiței;
- La declanșarea LEA 400 kV București Sud – Gura Ialomiței, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de  $P_{8\%}=4550$  MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 3160 MW (3170 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  $P_{8\%}=3650$  MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 3420 MW (3390 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;
- La declanșarea LEA 400 kV Tariverde – Tulcea Vest, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de  $P_{8\%}=4710$  MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 4020 MW, (3950 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  $P_{8\%}=4530$  MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 3920 MW (3850 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  $P_{8\%}=4810$  MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 3760 MW (3690 MW – rețeaua vizibilă) valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 110 kV Mircea Vodă – Medgidia Sud.

## **5. VERIFICAREA STABILITĂȚII TRANZITORII A ZONEI CERNAVODĂ**

*confidential*

## **6. CONCLUZII ȘI PROPUNERI DE MĂSURI**

### **6.1. Propuneri pentru schema normală de funcționare**

Pentru sezonul de vară 2021 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 2020 – 2021:

#### **DET 1**

##### **Statia 220/110 kV Munteni:**

- Statia 220 kV Munteni retrasă din exploatare în vederea retehnologizării;
- AT 220/110 kV Munteni retras din exploatare;
- LEA 220 kV Gutinaș – FAI provizorat realizat prin șuntarea LEA 220 kV Gutinaș – Munteni și LEA 220 kV Munteni – FAI;
- LEA 110 kV Huși – Negrești provizorat realizat prin șuntarea LEA 110 kV Munteni – Huși circ. 1 și LEA 110 kV Munteni – Negrești;
- LEA 110 kV Rediu – Vaslui provizorat realizat prin șuntarea LEA 110 kV Munteni – Vaslui circ. 2 și LEA 110 kV Munteni – Rediu circ. 1.

##### **Statia 220/110 kV FAI:**

- AT2 220/110 kV în funcțiune la Bara 2 – 220 kV;
- LEA 220 kV Suceava în funcțiune la Bara 1 – 220 kV.

##### **Statia 400/110 kV Bacău Sud:**

- Trafo 400/110 kV în funcțiune la Bara 1 – 110 kV;
- LEA 110 kV Gherăiești în funcțiune la Bara 2 – 110 kV;
- LEA 110 kV Lilieci în funcțiune la Bara 1 – 110 kV.

##### **Statia 400/110 kV Roman Nord:**

- Trafo 400/110 kV în funcțiune la Bara 1A – 110 kV;
- LEA 110 kV Hălăucești în funcțiune la Bara 2B – 110 kV pe celula 110 kV Poliamide circ. 2;
- LEA 110 kV Războieni derivație Roman Sud provizorat în funcțiune la Bara 1A – 110 kV pe celula 110 kV Roman Sud;
- LEA 110 kV Roman Laminor circ. 2 în funcțiune la Bara 2B – 110 kV pe celula 110 kV Poliamide circ. 1;
- Provizorat între LEA 110 kV Laminor circ 1, IMR circ. 2 și IMR circ. 1.
- CT 110 kV în funcțiune.

##### **Statia 110 kV CET Bacau:**

- Se funcționează pe sistemul de bare 1A 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 400/110 kV Tariverde:**

- T1 400/110 kV în funcțiune la Bara 1A – 400 kV și bara 1 – 110 kV;
- T2 400/110 kV în funcțiune la Bara 2A – 400 kV și bara 2 – 110 kV;
- T3 400/110 kV în funcțiune la Bara 1A – 400 kV și bara 1 – 110 kV.

#### **DET 3**

##### **Statia 220/110 kV Craiova Nord:**

- LEA 220 kV Ișalnița – Sărdănești provizorat în funcțiune;
- LEA 220 kV Slatina în funcțiune pe celulă mobilă;
- LEA 110 kV Filiași – Balș circ. 2 provizorat realizat;
- LEA 110 kV DIF în funcțiune la Bara 1 – 110 kV pe celulă mobilă;

**Stația 220/110 kV Isalnița:**

- AT1 220/110 kV în funcțiune;
- AT2 220/110 kV în rezervă caldă;
- LEA 220 kV Gradiște în funcțiune la Bara 2 – 220 kV.

**Stația 220/110kV Grădiște:**

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

**Stația 220/110kV Râureni:**

- LEA 220 kV Arefu – Stupărei derivație AT 200 MVA, 220/110 kV în funcțiune;
- LEA 110 kV Stupărei – Vâlcea Sud derivație CHE Râureni în funcțiune;

**Stația 400 kV Bradu**

- BC 400 kV în funcțiune leagătă rigid la Bara 2 – 400 kV;
- Restul echipamentelor în funcțiune la Bara 1 – 400 kV.

**Stația 400/220/110 kV Portile de Fier**

- AT3 – 400 MVA, 400/220 kV înlocuit cu AT3 – 500 MVA, 400/220 kV;

**Stația 400 kV Tânțăreni**

- BCA 100 MVar, 400 kV în funcțiune.

**DET 4****Stația 220/110 kV Hășdat:**

- LEA 220 kV Mintia – Retezat derivație Oțelărie Hunedoara provizorat în funcțiune;
- LEA 220 kV Baru Mare – Petiș provizorat în funcțiune

**Stația 220/110 kV Iaz:**

- AT2 220/110 kV în funcțiune;
- AT1 220/110 kV retras definitiv din exploatare pentru înlocuire.

**Stația 220 kV CHE Retezat**

- TH1, TH2 și LEA 220 kV Mintia provizorat cu celula 220 kV Iaz în funcțiune pe B2 – 220 kV;
- LEA 220 kV Mintia derivație Oțelărie Hunedoara provizorat în funcțiune pe B2 – 220 kV;
- celula 220 kV Iaz în rezerva calda pe B2 – 220 kV;
- B1 – 220 kV în rezerva.

**Stația 400/110 kV Oradea Sud:**

- Trafo 1 și 2 – 250 MVA, 220/110 kV în funcțiune;

**Stația 110 kV Salonta:**

- LEA 110 kV Chișineu Criș în rezervă caldă cu RABD în funcțiune;

-

**Stația 110 kV Vașcău:**

- CT 110 kV în rezervă calcă;
- LEA 110 kV Sudrigiu și Beiuș în funcțiune la Bara 1 – 110 kV;
- LEA 110 kV Brad și Vârfuri în funcțiune la Bara 2 – 110 kV.

**DET 5****Stația 220/110 kV Ungheni:**

- LEA 220 kV lernut – Fântânele derivație Ungheni provizorat în funcțiune la Bara 1 – 220 kV;
- AT1 220/110 kV în funcțiune la Bara 1 – 220 kV;
- AT2 220/110 kV retras definitiv din exploatare;
- LEA 220 kV lernut circ. 1 în funcțiune în regim special de exploatare cu SL deschis în stația lernut și cordoane dezlegate între linie și rigla stației Ungheni;
- LEA 110 kV s-au pus în funcțiune pe celule proprii.

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

**DET 1:**

AT4 – 200 MVA, 220/110 kV Gutinaș, AT3 - 400 MVA, 400/220 kV Lacu Sărat (rotire lunară);

**DET 2:**

AT1,3 220/110 kV Turnu Măgurele, T4 400/110 kV Gura Ialomiței, AT1 220/110 kV Ghizdaru;

**DET 3:**

AT2 - 200 MVA, 220/110 kV Ișalnița, AT2 - 200 MVA, 220/110 kV Craiova Nord (Rth), AT2 – 200 MVA, 220/110 kV Arefu, AT1 - 200 MVA, 220/110 kV Grădiște, AT - 200 MVA, 220/110 kV Târgu Jiu Nord;

**DET 4:**

AT1 - 200 MVA 220/110 kV Pestis, AT2 - 200 MVA, 220/110 kV Mintia, AT4 - 400 MVA, 400/220 kV Mintia, AT1 - 200 MVA, 220/110 kV Iaz retras definitiv din exploatare pentru înlocuire,

**DET 5:**

AT2 - 200 MVA 220/110 kV Cluj Florești, AT1 - 200 MVA, 220/110 kV Gheorghieni, AT2 - 200 MVA 220/110 kV Ungheni retras din exploatare (Rth).

## 6.2. Concluzii privind regimurile staționare

### 6.2.1. Prezentarea pe scurt a SRE (CEE și CEF)

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

- zona 110kV Dobrogea, compusă din:

- zona Tulcea;
- zona Constanța+Medgidia

In cadrul zonei Constanța+Medgidia se definește zona Medgidia Sud – Hârșova – Constanța Nord, delimitată de LEA 110 kV Mircea Vodă – Medgidia Sud – derivație Făclia, LEA 110 kV Medgidia 1 – Medgidia Sud, LEA 110 kV Medgidia Nord – Constanța Nord, LEA 110 kV Nazarcea – Constanța 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 Baltagesti, Gura Ialomiței;

- zona secțiunii S6:

zona Dobrogea;

zona 110kV Lacu Sărat-Smârdan;

zona Băltägești-Gura Ialomiței;

zona Stupina-Rahman;

- zona Moldova (inclusiv zona Buzău);

- zona Banat.

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

DET și zone	Pd neta [MW]
<b>DET 1</b>	<b>299</b>
<b>DET 2</b>	<b>2539</b>
<b>DET 4</b>	<b>68</b>
<b>zona 110kV Constanța+Medgidia</b>	<b>601</b>
<b>din care Harsova</b>	<b>311</b>
zona Tulcea	487
zona 110kV L.Sarat, Smârdan	146
zona stațiilor 400/110kV Stupina și Rahman	590
zona stației 400/110kV Tariverde	585
zona Băltägești, G. Ialomiței	250

<b>zona Moldova</b>	<b>180</b>
<b>zona Banat</b>	<b>68</b>
<b>Total SEN</b>	<b>2906</b>

Se menționează că acest set de CEED modelate este același cu cel din sezonul precedent de iarnă 2020-2021, deoarece nu au mai fost puse în funcțiune CEED.

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

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

Setul de CEF modelate este același cu cel din sezonul precedent de iarnă 2020-2021.

### 6.2.2. Determinarea puterii maxime admisibile in 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 <b>MW</b>	Dobrogea 110 kV			L.Sarat, Smardan 110 kV	Tariverde	Stupina, Rahman	Baltagesti G.Ialomitei (include CEE Pantelimon)	Moldova Banat	<b>SEN</b>						
	<b>1087</b>														
	CEE Pestera, Chirnogeni, Cobadin, Pecineaga 2, Mihai Viteazu (1 si 2)	zona Medgidia Sud – Hârșova – Constanța Nord	Tulcea												
<b>P<sub>inst.CEE</sub> (disp.net)</b>	289	311	487	146	585	590	250	248	<b>2906</b>						

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 *confidential*;

După considerarea acestei limitări, verificarea criteriului N-1 în RED pe schema cu N elemente în funcțiune impune limitare suplimentară preventivă a *confidential*. Elementul critic este LEA 110 kV Medgidia Nord – Mircea Vodă Nord. Contingența critică este declanșarea LEA 110 kV Mircea Vodă – Medgidia Sud. Limitarea producției CEE din zona 110 kV Medgidia Sud – Hârșova – Constanța Nord este de *confidential*, situație care corespunde unui excedent maxim admisibil al acestei zone de *confidential*.

Pentru respectarea criteriului N-1 în RED și RET, se aplică următoarele măsuri:

- conectarea LEA 110 kV Pogoanele – Jugureanu și LEA 110 kV Valea Călugărească-Urziceni;
- conectarea CT 110 kV Liești și a LEA 110 kV Liești – Maxineni;
- trecerea în rezervă LEA 110 kV Tecuci – Cudalbi

Reducerea producției de la cca. 2906 MW la cca. 2770 MW este identificată că fiind cea mai mică posibilă în condițiile schemei de calcul și în ipoteza de palier de consum (8000 MW) și sold (export 1000 MW) considerată.

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

Zone  MW	Dobrogea 110 kV			Lacu Sărat, Smârdan 110 kV	Tariverde	Stupina, Rahman	Băltăgești G.Ialomiței (include CEE Pantelimon)	Moldova (include CEE Corni și Cudalbi) Banat	SEN						
	<i>confidențial</i>														
	CEE Peștera, Chirnogeni, Cobadin, Pecineaga 2, Mihai Viteazu (1 si 2)		Hârșova – Medgidia Sud – Constanța Nord												
<b>P<sub>max.CEE</sub></b>	<i>confidențial</i>	<i>confidențial</i>	<i>confidențial</i>	<i>confidențial</i>	<i>confidențial</i>	<i>confidențial</i>	<i>confidențial</i>	<i>confidențial</i>	<b>cca. 2770</b>						

Zone  MW	Dobrogea 110 kV			Lacu Sărat, Smârdan 110 kV	Tariverde	Stupina, Rahman	Băltăgești G.Ialomiței (include CEE Pantelimon)	Moldova (include CEE Corni și Cudalbi) Banat	SEN						
	<i>confidențial</i>														
	CEE Peștera, Chirnogeni, Cobadin, Pecineaga 2, Mihai Viteazu (1 si 2)		Hârșova – Medgidia Sud – Constanța Nord												
<b>P<sub>max.CEE</sub></b>	<i>confidențial</i>	<i>confidențial</i>	<i>confidențial</i>	<i>confidențial</i>	<i>confidențial</i>	<i>confidențial</i>	<i>confidențial</i>	<i>confidențial</i>	<b>cca. 2770</b>						

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

Regimurile de funcționare din timp real sunt caracterizate prin diverse producții în CEE. Setul de măsuri topologice și de dispecerizare a producției CEE prezентate mai sus se aplică integral sau parțial în funcție de nivelul acestei producții.

### 6.2.3. Verificarea criteriului N-1 in schema completă

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

Regim	Tip palier	Palier consum [MW]	Prod. in CEE [MW]	Prod. in CEF [MW]	Prod. in CECC Petrom Brazi [MW]	Prod. in CNE [MW]	Sold export [MW]
R1	VS P	7800	2790	0	<i>confidențial</i>	1400	1000
R2	VD P	7600	2790	800		1400	2000
R3	GS	4700	2150	0		1400	800
R4	VSV	7400	0	0		700	-1500
R5	VDV	8000	2770	700		1400	1000
R6	VDV	8200	0	700		1400	-1200
R7	VDV	8000	600	600		1400	-560

R5 este regim de baza.

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

Producția în CEE este cea stabilită în urmă parcurgerii mai multor iteratii, pornind de la valoarea inițială propusă prin tema (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 cele 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 **R5** (palier vârf dimineață vară), 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 preventiva (total reducere)	$P_g$ CEE/ Excedent maxim al zonelor cu limitare preventiva
LEA 400 kV Brașov – Gutinaș	confidențial	confidențial
LEA 400 kV Gutinaș – Smârdan	confidențial	confidențial
LEA 400 kV Lacu Sărat – Gura Ialomiței	confidențial	confidențial
LEA 400 kV Gura Ialomiței – Cernavoda, circ.1 (circ.2)	confidențial	confidențial
LEA 400 kV București Sud – Gura Ialomiței	confidențial	confidențial
LEA 400 kV București Sud – Pelicanu	confidențial	confidențial
LEA 400 kV Pelicanu – Cernavodă	confidențial	confidențial
LEA 400 kV Domnești – București Sud	confidențial	confidențial
LEA 400 kV Domnești – Brazi Vest	confidențial	confidențial
LEA 400 kV Constanța Nord – Cernavodă	confidențial	confidențial
LEA 400 kV Tulcea Vest – Isaccea	confidențial	confidențial
LEA 400 kV Tulcea Vest – Tariverde	confidențial	confidențial
LEA 400 kV Isaccea - Smardan, circ.1 (cu LEA 400 kV Isaccea – Smardan, circ.2 retras din exploatare)	confidențial	confidențial
LEA 400 kV Medgidia Sud - Cernavodă	confidențial	confidențial
LEA 400 kV Constanța Nord – Tariverde	confidențial	confidențial
LEA 400 kV Rahman – Dobrudja	confidențial	confidențial
LEA 400 kV Rahman – Isaccea	confidențial	confidențial

LEA 400 kV Stupina – Varna	<i>confidențial</i>	<i>confidențial</i>
LEA 400 kV Stupina – Isaccea	<i>confidențial</i>	<i>confidențial</i>
LEA 220 kV Barboși – Focșani Vest	<i>confidențial</i>	<i>confidențial</i>
LEA 220 kV Barboși – Filești	<i>confidențial</i>	<i>confidențial</i>
LEA 220 kV Lacu Sărat – Filești	<i>confidențial</i>	<i>confidențial</i>

### 6.3. Managementul congestiilor

*confidențial*

### 6.4. Condiționări de regim

*confidențial*

### 6.5. Concluzii privind stabilitatea statică

Se vor respecta puterile admisibile în secțiunile caracteristice ale SEN.

Punerea în funcțiune a LEA 400 KV Nadab – Oradea Sud, în funcție de topologia rețelei de 110 KV și de balanța de puteri considerată, conduce la creșterea puterii admisibile în secțiunea S4.

Pentru a crește puterea evacuată din zona Dobrogea și zonele adiacente produsă în CEE și implicit a puterii admisibile în secțiunea S6 este nevoie să se realizeze, o nouă LEA 400 KV Smârdan – Gutinăș d.c. (1 c.e.) și reorganizarea (radializarea) rețelei de 110 KV pentru o evacuare directă în rețeaua de 400 kV din zonă.

### 6.6. Concluzii privind stabilitatea tranzitorie

*confidențial*

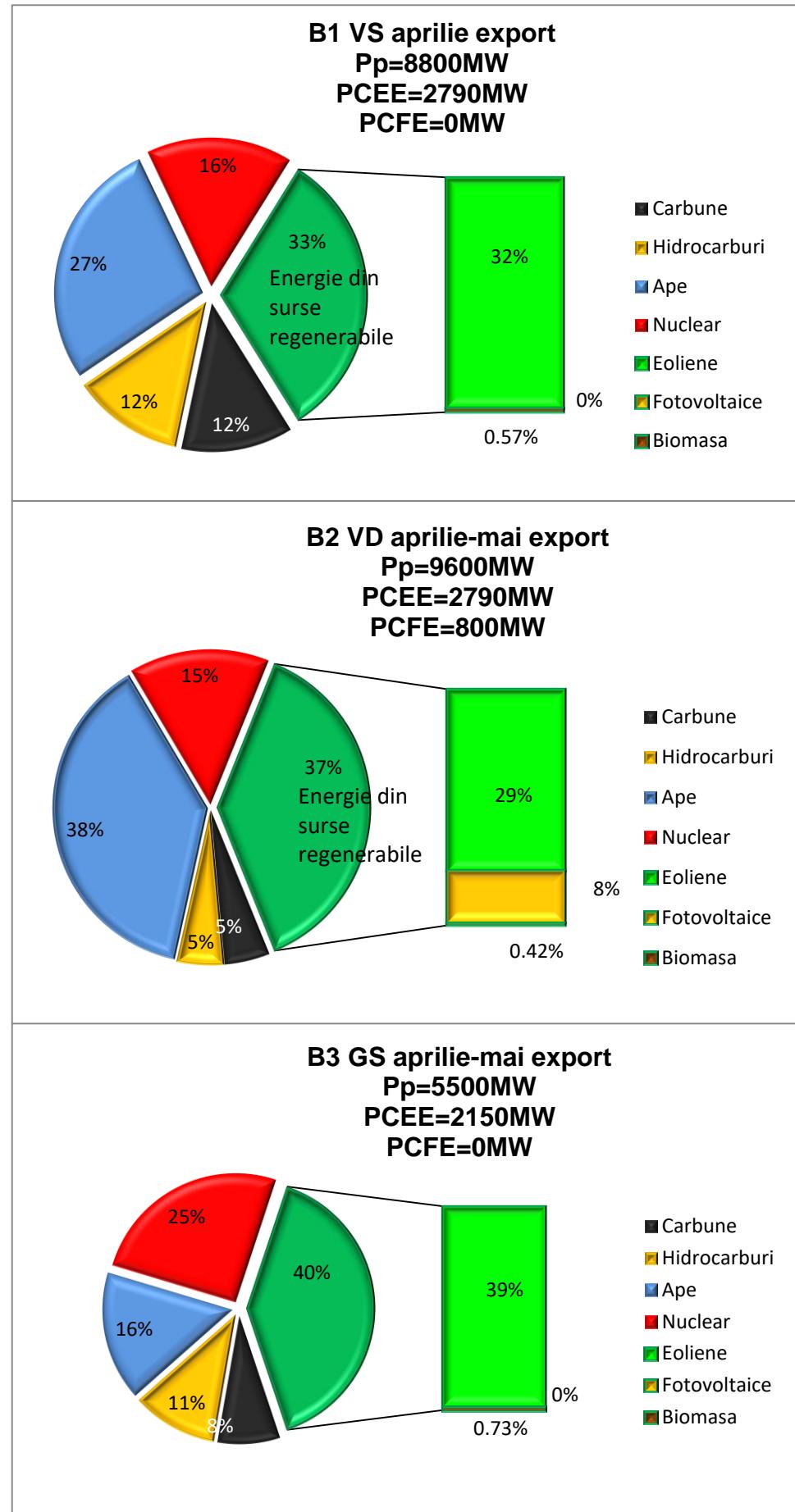
### 6.7. Concluzii generale

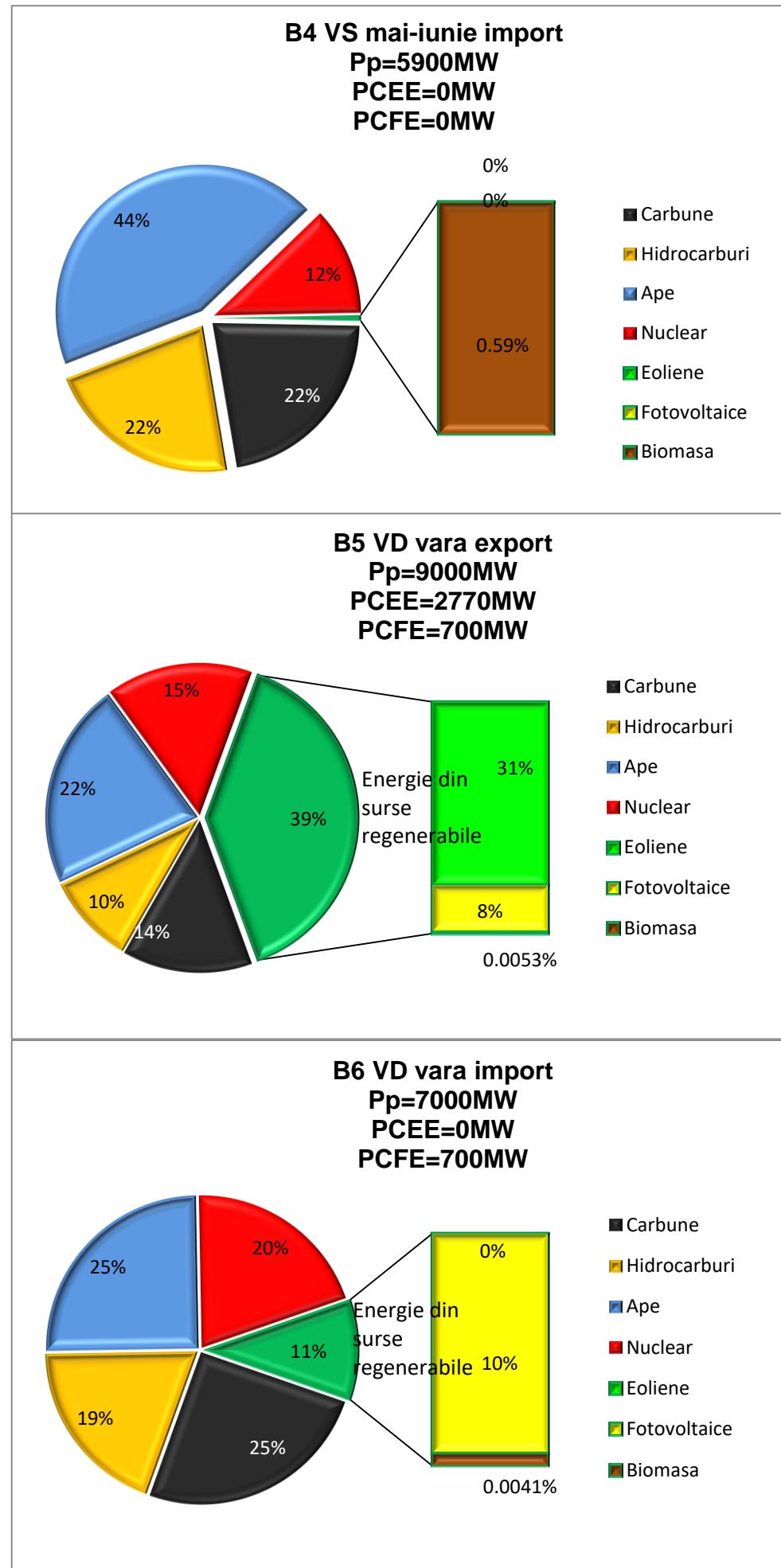
Este necesară urgentarea realizării unora\*) dintre obiectivele investiționale incluse în Planul de Dezvoltare a RET 2020 – 2029, în corelare cu rezultatele studiului „Planificarea operațională a funcționării SEN în iarna 2020 – 2021”:

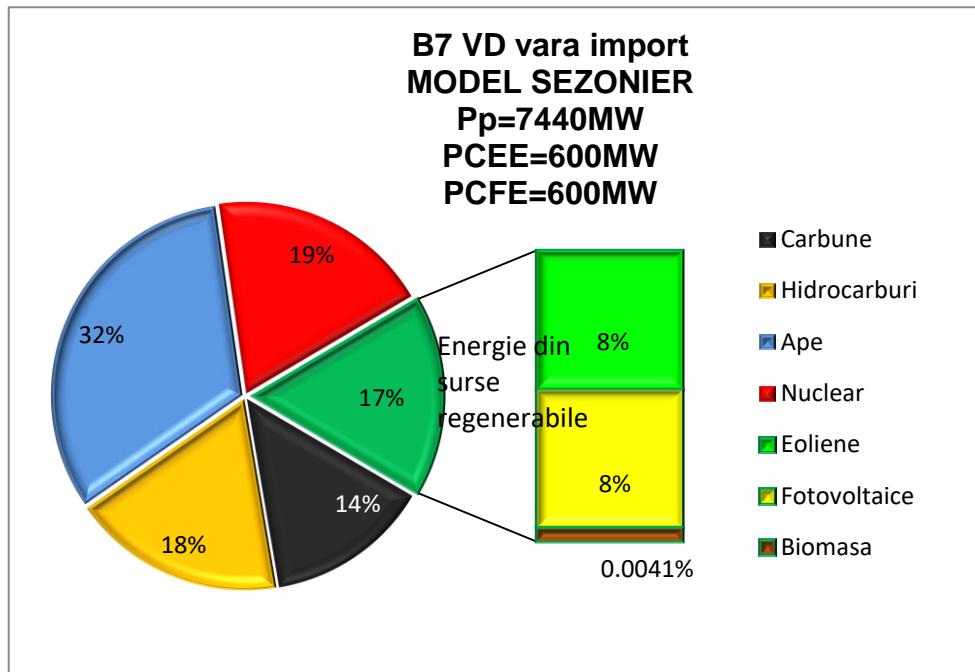
- Finalizarea retehnologizarii stației 400 kV Medgidia Sud și racordarea LEA 400 kV de interconexiune cu BG din această zonă în statia 400/110 kV Medgidia Sud;
- Punerea în funcțiune a LEA 400 kV Smârdan – Gutinăș d.c. (1 c.e.);
- Punerea în funcțiune a LEA 400 kV dublu circuit Cernavodă – Stâlpău, cu un circuit intrare/ieșire în stația Gura Ialomiței;
- Trecerea la 400 kV a axului Brazi Vest – Teleajen – Stâlpău;
- Punerea în funcțiune a LEA 400 kV Portile de Fier – Reșița;
- Punerea în funcțiune a celui de-al doilea AT 400 MVA 400/220 kV Iernut;
- Punerea în funcțiune a T3 – 250 MVA, 400/110 kV Sibiu Sud;
- Punerea în funcțiune a celui de-al doilea AT 400 MVA, 400/220 kV Brazi Vest;
- Punerea în funcțiune a celui de-al doilea AT 400 MVA, 400/220 kV Roșiori;
- Punerea în funcțiune a unei stații de injectie în centrul de consum al Municipiului București.

\*) Studiul „Planificarea operațională a funcționării SEN în vara 2021” 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 2021” este precizat în primul capitol și se referă la planificarea operațională la nivel semestrial.

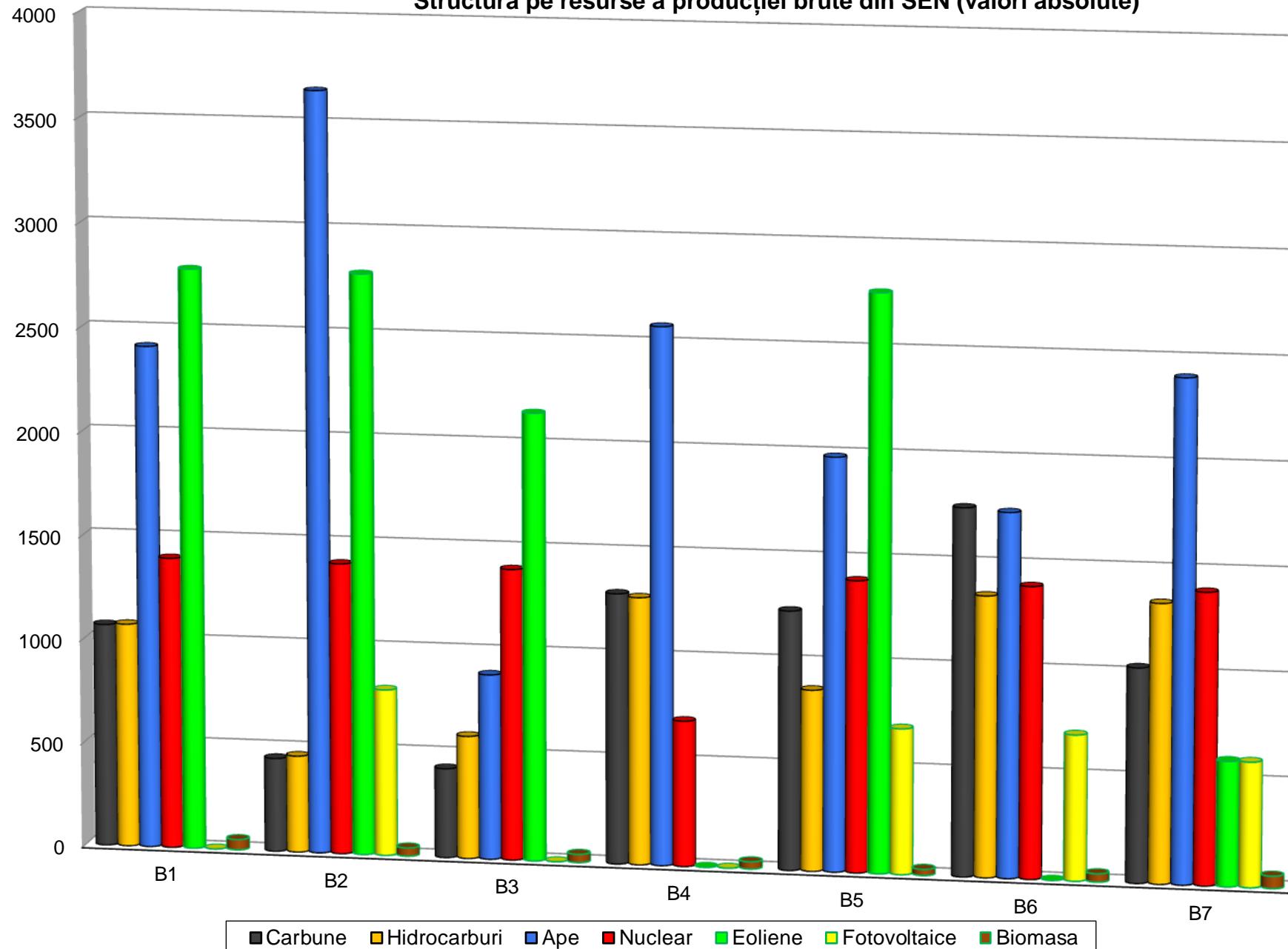
### Structura pe resurse a producției brute din SEN pentru vara 2021







### Structura pe resurse a producției brute din SEN (valori absolute)



### Valori NTC ferme pentru luna aprilie 2021

NTC	1-2.04	3-4.04	5.04	6-9.04	10-11.04	12-14.04	15-16.04	17-18.04	19-21.04	22-23.04	24-25.04	26-29.04	30.04	
RO=>HU	600		800											JAO
HU=>RO	700		800											JAO
RO =>RS	600			800		700						600		a
RS =>RO	700													a
RO=>BG	1000				700		800		1000					a
BG=>RO	1000				700		800		1000					a
RO=>UA	200				0		200							a
UA=>RO	400					0		400						a
RO export	2400	2600			2300		2500	2700			2600			
RO import	2900				2200	2300	2700	2900						

- TRM export/import în interfață RO **300 MW/ 400 MW**.