



Transelectrica®

Societate Administrată în Sistem Dualist

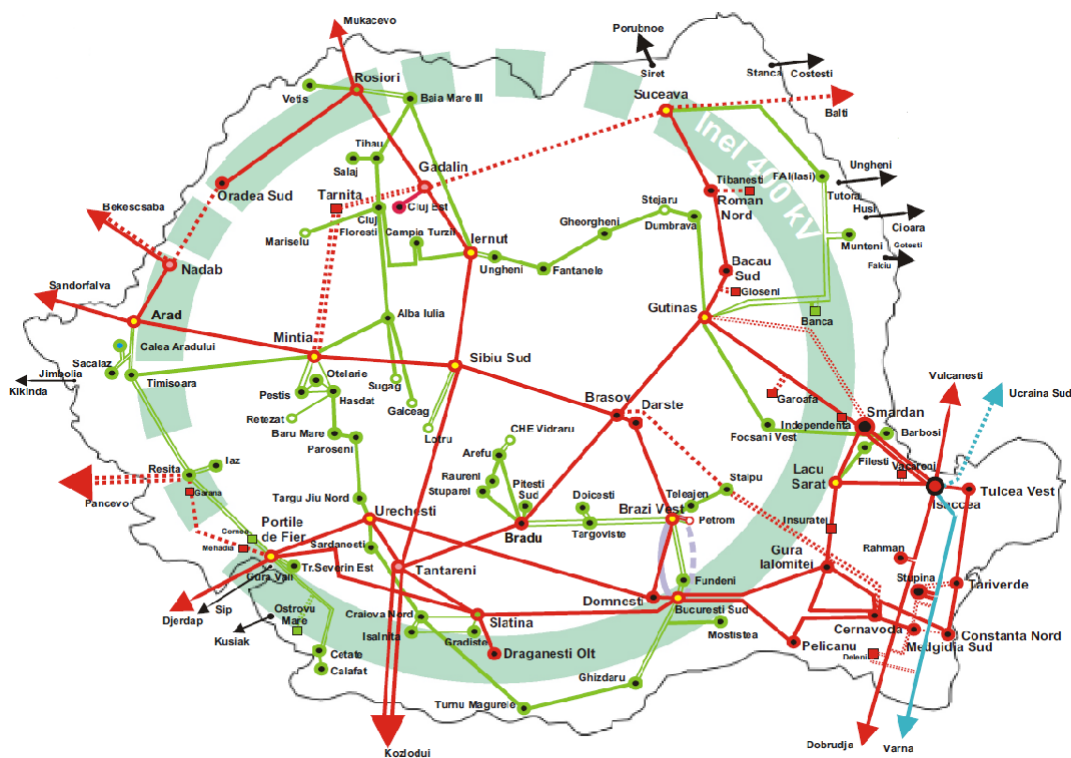
Compania Națională de Transport al Energiei Electrice

Transelectrica SA - Punct de lucru: Str. Olteni, nr. 2-4, C.P. 030786, București
România, Număr înregistrare Oficial Registrului Comerțului J40/8060/2000,
Cod Unic de înregistrare 13328043 Telefon +4021 303 56 11, Fax +4021 303 56 10
Capital subscris și vărsat: 733.031.420 Lei

www.transelectrica.ro

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

Planificarea operațională a funcționării SEN în iarna 2020 – 2021



Septembrie 2020

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

CUPRINS

1. INTRODUCERE	4
2. BALANȚE DE PUTERE.....	5
2.1. Consumuri înregistrate în ziua caracteristică din iarna 2019-2020.....	5
2.2. Consumuri înregistrate în iarna 2019 – 2020	6
2.3. Valori NTC.....	9
2.4. Evoluția necesarului de energie electrică în iarna 2020-2021	10
2.5. Consumul intern brut mediu lunar prognozat pentru iarna 2020-2021	11
2.7. Variantele de balanță.....	12
2.8. Servicii tehnologice de sistem	13
3. REGIMURI STATIONARE DE FUNCTIONARE A SEN.....	14
3.1. Schema de calcul	14
3.2. Variante de regimuri analizate	18
3.3. Analiză regimurilor de funcționare	18
3.3.1. Prezentarea CEE modelate	18
3.3.2. Prezentarea CEF modelate	20
3.3.3. Analiză regimurilor de funcționare în schemă N.....	20
A. Circulații de putere	20
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.....	24
3.3.4. Analiză regimurilor de funcționare în scheme cu retrageri	38
3.4. Managementul congestiilor.....	39
3.5. Capacități nete de schimb ale SEN (NTC).....	39
3.5.1. Valori NTC sezoniere maxime negarantate	39
3.5.2. Valori NTC lunare/ sublunare ferme.....	42
4. VERIFICAREA STABILITĂȚII STATICE.....	43
4.1. Secțiunea S1	43
4.2. Secțiunea S2	44
4.3. Secțiunea S3.....	45
4.4. Secțiunea S4	45
4.5. Secțiunea S5.....	47
4.6. Secțiunea S6	49
5. VERIFICAREA STABILITĂȚII TRANZITORII A ZONEI CERNAVODĂ	51
6. CONCLUZII ȘI PROPUNERI DE MĂSURI	52
6.1. Propuneri pentru schema normală de funcționare	52
6.2. Concluzii privind regimurile staționare	53
6.3. Managementul congestiilor.....	56
6.4. Condiționări de regim	57
6.5. Concluzii privind stabilitatea statică	57
6.6. Concluzii privind stabilitatea tranzitorie	57
6.7. Concluzii generale	58

ANEXE:

- 2.7.2 – 2.7.3 Structura pe resurse a producției brute din SEN
- 3.11 Valori NTC ferme pentru luna octombrie 2020

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 prin secțiunile caracteristice ale SEN și verificarea condițiilor de stabilitate tranzitorie și a automatizărilor de sistem. În baza acestui scop, studiul furnizează un instrument de lucru utilizat în conducerea prin dispecer a SEN.

Studiul prezintă analiza și planificarea operațională a funcționării SEN în condițiile de balanță precizate în tema pentru perioada de iarnă 2020-2021 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. 49/ 2020.

La elaborarea studiului s-a ținut cont de:

- Programul anual de retrageri echipamente din RET pentru anul 2020 (inclusiv linii de interconexiune);
- Programul anual de retrageri grupuri pentru anul 2020;
- 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 Iernut;
- informațiile primite de la Operatorii de Distribuție referitoare la consumatori (evoluție consum, puneri în funcțiune a unor stații noi în RED).

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

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

S-a considerat pentru perioada de iarnă o balanță de puteri cu o producție la vârf de 9800 MW, care acoperă un consum intern de 9200 MW la vârful mediu de sarcină și un sold de export de 600 MW, considerând o funcționare fără insule de consum. S-au luat în considerare atât 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 condiționărilor de rețea ce rezultă în funcționarea SEN ;
- analiza pierderilor de putere în RET, stabilirea benzilor pentru nodurile de control ale tensiunii;
- determinarea congestiilor în zona București și în secțiunile caracteristice S4, S5 și S6;
- determinarea capacităților nete de schimb cu partenerii de interconexiune.

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

Capitolul de stabilitate tranzitorie include:

- verificarea stabilității zonei Cernavodă, în condiții de retrageri planificate și 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 iarna 2019-2020

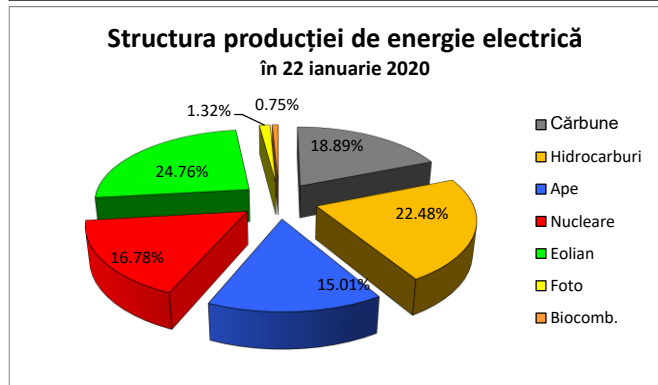
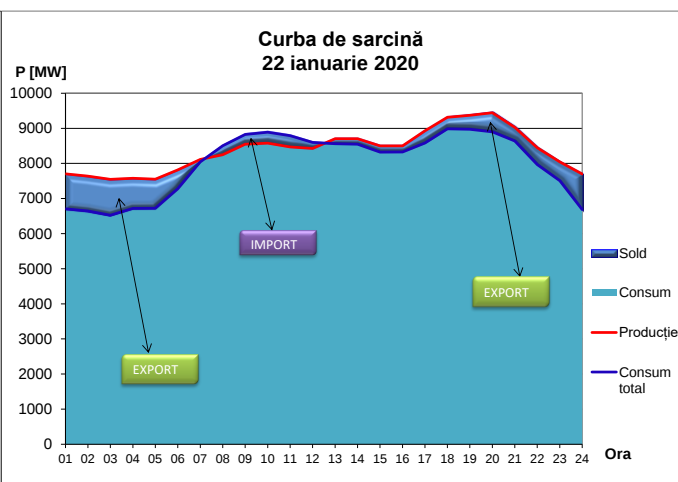
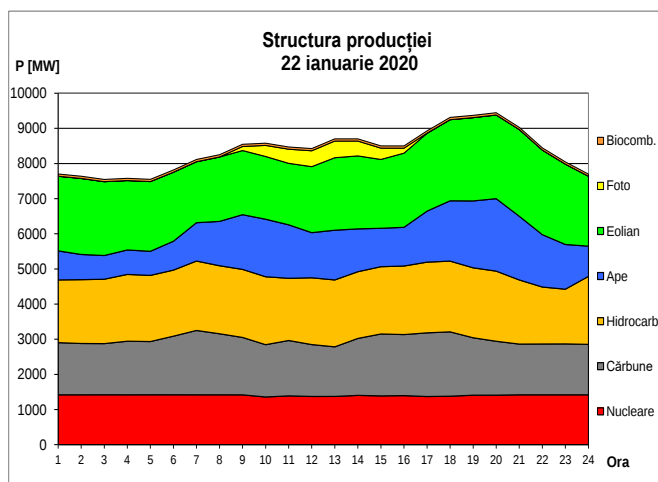
Înregistrarea valorilor consumului intern brut pentru palierele caracteristice de funcționare în iarna 2019 – 2020 s-a făcut în ziua de miercuri 22 ianuarie 2020 (pentru vârful de dimineață, vârful de seară și golul de noapte) și în noaptea de 26 – 27 ianuarie (pentru golul de sărbătoare). Valorile consumurilor înregistrate pe ansamblul SEN la palierele specifice în ziua caracteristică au fost:

22 ianuarie 2020

- vârful de dimineață: 8891 MW ora 10
- vârful de seară: 8972 MW ora 19
- golul de noapte: 6654 MW ora 04

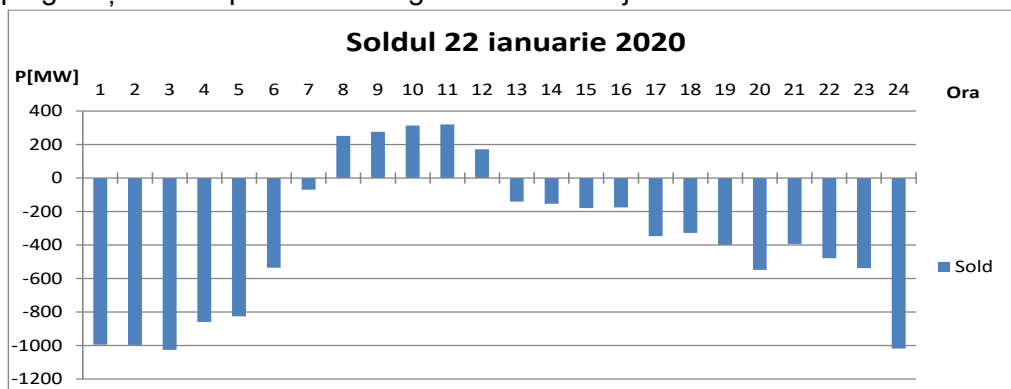
27 ianuarie 2020

- golul de sărbătoare: 6056 MW ora 04.

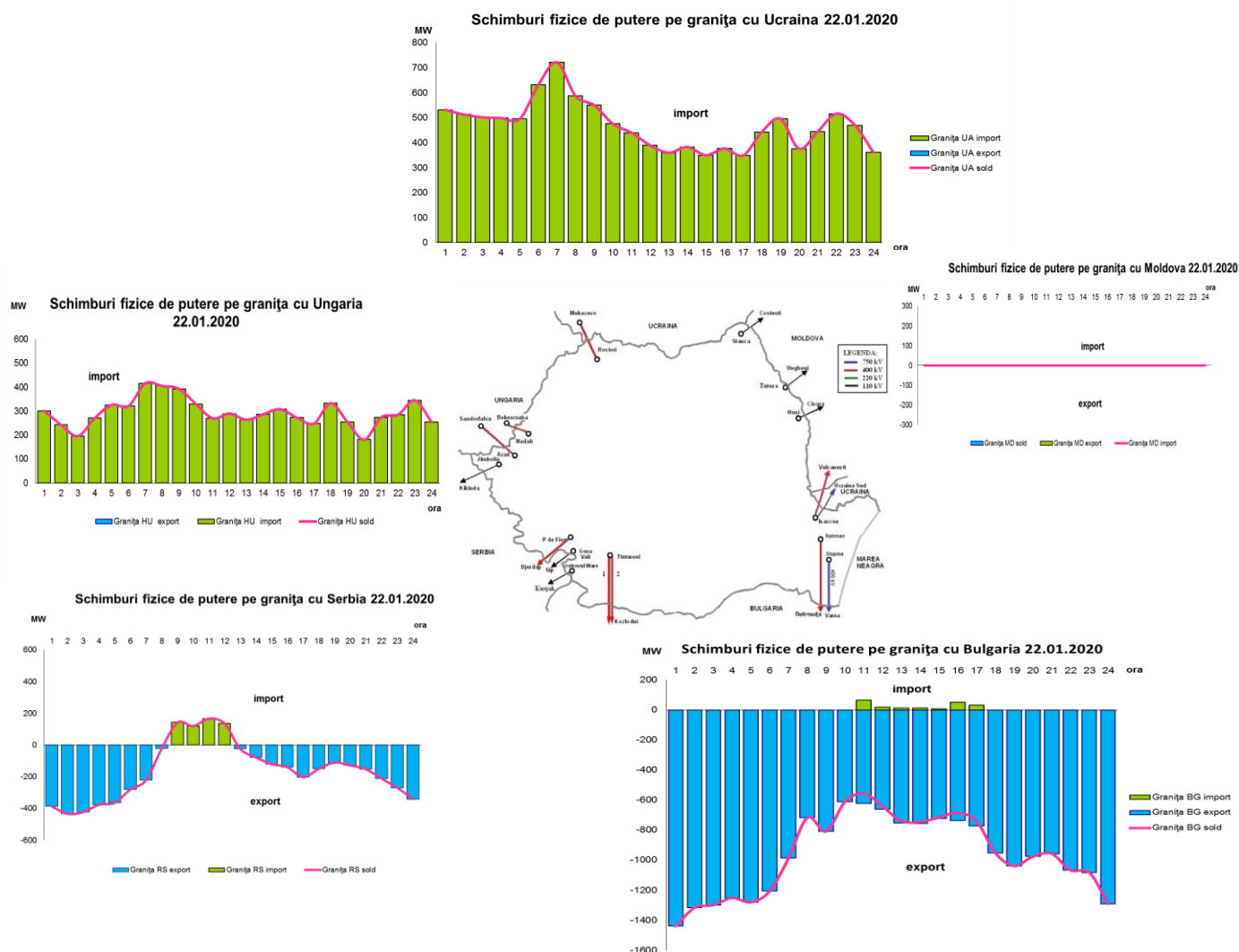


Structura producției [MWh/h, %]	Cărbune	1582	18.89%
	Hidrocarburi	1882	22.48%
	Ape	1257	15.01%
	Nucleare	1405	16.78%
	Eolian	2073	24.76%
	Foto	110	1.32%
	Biocomb.	63	0.75%

Soldul de pe liniile de interconexiune înregistrat în această zi a fost rezultatul schimburilor comerciale și tehnice. Schimburile tehnice au fost rezultatul circulațiilor în buclă între sistemele interconectate și al schimburilor pentru reglajul frecvenței. Variația soldului SEN în ziua caracteristică și repartizarea pe granițe este reprezentată în graficele de mai jos.



Schimburi fizice pe granițe în ziua caracteristică de iarnă – 22 ianuarie 2020



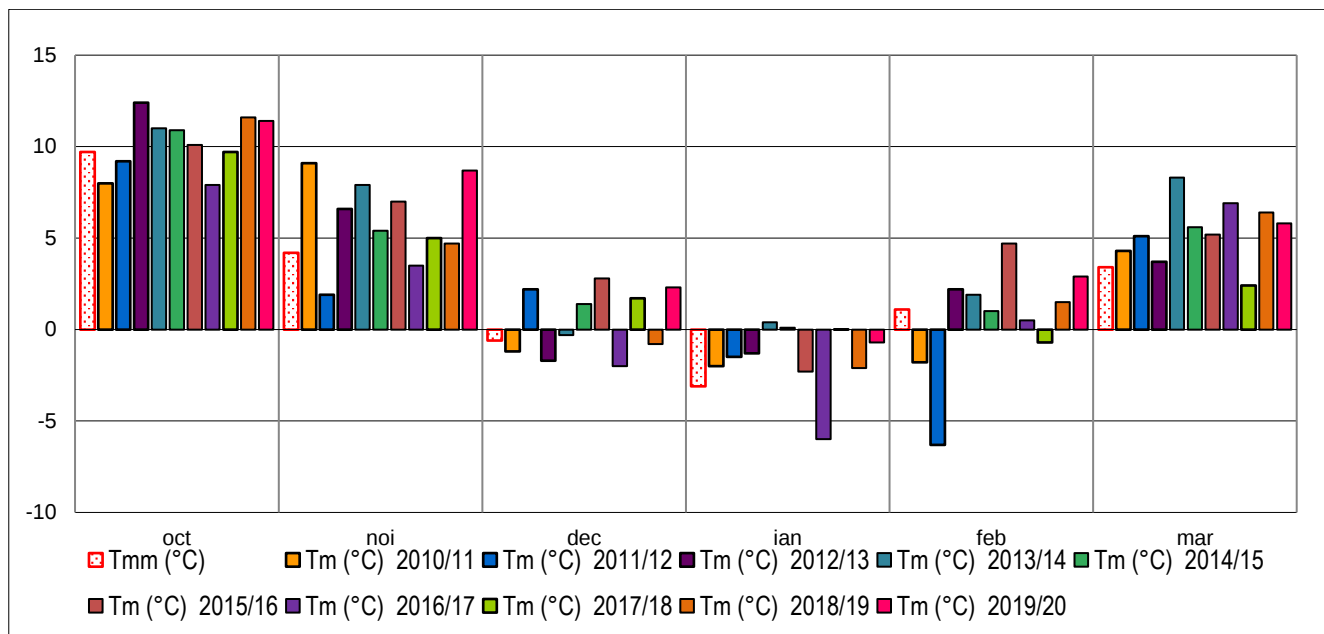
2.2. Consumuri înregistrate în iarna 2019 – 2020

Iarna 2019 – 2020 a fost o iarnă neobișnuit de blândă, cu temperaturi mai ridicate decât media multianuală. S-au înregistrat temperaturi record pentru perioada de iarnă.

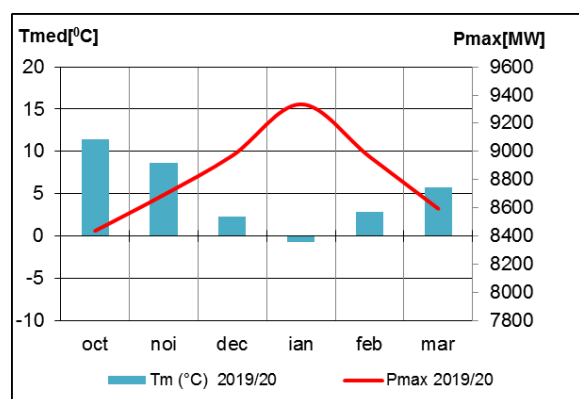
Luna	Tm_m (°C)	Tm (°C) 2010/11	Tm (°C) 2011/12	Tm (°C) 2012/13	Tm (°C) 2013/14	Tm (°C) 2014/15	Tm (°C) 2015/16	Tm (°C) 2016/17	Tm (°C) 2017/18	Tm (°C) 2018/19	Tm (°C) 2019/20
oct	9.7	8	9.2	12.4	11	10.9	10.1	7.9	9.7	11.6	11.4
noi	4.2	9.1	1.9	6.6	7.9	5.4	7	3.5	5	4.7	8.7
dec	-0.6	-1.2	2.2	-1.7	-0.3	1.4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

Tm - temperatura medie lunară

Tm_m - temp. medie lunară multianuală



Temperaturile blânde din lunile octombrie – decembrie au condus la o scădere a consumului intern brut. Cea mai mare scădere s-a înregistrat în luna decembrie 2019 când consumul a fost cu 6% mai mic decât în aceeași lună a anului anterior. În luna noiembrie scăderea a fost cu 4,7%, iar în ianuarie 2020 cu 3,9%. Valoarea maximă a consumului intern brut realizat în perioada analizată a fost de 9335 MW înregistrat în ziua de joi 16 ianuarie 2020 ora 10.



Luna	Tm (°C)	Pmax
	2019/20	2019/20
oct	11.4	8438
noi	8.7	8693
dec	2.3	9154
ian	-0.7	9335
feb	2.9	8963
mar	5.8	8595

Tabelul 2.2.1 Consumuri înregistrate în sezonul de iarnă 2019-2020

[MW]

Studiu fct SEN 2019-2020	Realiz. 2019-20	Vd-max/ ora		Vd-med/ ora		Vs-max/ ora		Vs-med/ ora		GS-min/ora		GS-med/ ora	
8400/9800	Octombrie	8303	10	7589	9	8438	18	7925	20	5015	4	5090	3
	Noiembrie	8698	9	7965	10	8693	18	8284	18	5270	2	5465	4
	Decembrie	8956	13	8435	10	9154	18	8580	18	4992	3	5612	2
Exp. 600/800	Ianuarie	9335	10	8885	10	9206	19	8804	18	5239	4	6029	2
Exp. 300 Gsmed- 5200	Februarie	8826	9	8412	10	8963	18	8459	19	5446	4	5726	2
	Martie	8523	10	7817	10	8595	19	7939	20	4818	4	5518	3
	Val.medie	8774		8184		8842		8332		5130		5573	

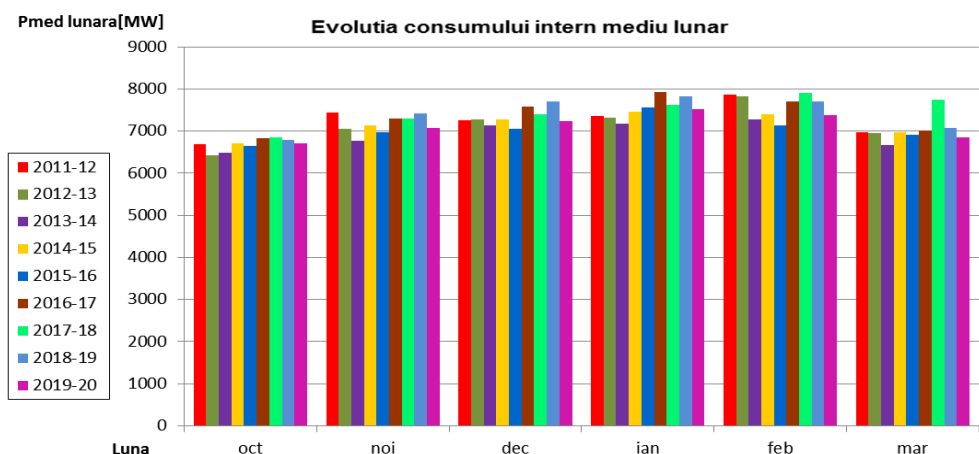
Studiu fct SEN 2019-2020	Realiz. 2019-20	Vd-max/ ora		Vd-med/ ora		Vs-max/ ora		Vs-med/ ora		GS-min/ora		GS-med/ ora	
Vsmed/Vdmed/VSMAX 9400/9200/9800	Decembrie	8909	10	8435	10	9154	18	8580	18	4992	3	5612	2
	Ianuarie	9335	10	8885	10	9206	19	8804	18	5239	4	5967	2
	Februarie	8826	9	8412	10	8963	18	8459	19	5446	4	5679	2
Exp. 800/-100/600	Val.medie	9023		8577		9108		8614		5226		5753	

Studiu fct SEN 2019-2020	Realiz. 2019-20	Vd-max/ ora		Vd-med/ ora		Vs-max/ ora		Vs-med/ ora		GS-min/ora		GS-med/ ora	
Vsmed=8400	Octombrie	8303	10	7589	9	8438	18	7925	20	5015	4	5090	3
Export= 600	Noiembrie	8698	9	7965	10	8693	18	8284	18	5270	2	5465	4
Gsmmed=5200	Martie	8523	10	7817	10	8595	19	7939	20	4818	4	5518	3
Export= 300	Val.medie	8508		7790		8575		8049		5034		5358	

Evoluția valorilor consumului mediu lunar din cele 6 luni ale iernilor 2011-2019 este prezentată în graficul de mai jos :

Consum intern brut mediu lunar

Pmed	2011-12	2012-13	2013-14	2014-15	2015-16	2016-17	2017-18	2018-19	2019-20
oct	6687	6416	6481	6706	6652	6828	6856	6794	6711
noi	7432	7045	6777	7142	6971	7303	7289	7417	7071
dec	7249	7268	7145	7270	7046	7577	7395	7706	7246
ian	7363	7325	7173	7461	7568	7925	7622	7821	7517
feb	7874	7824	7277	7409	7142	7704	7906	7705	7386
mar	6977	6951	6664	6966	6911	7004	7754	7078	6845

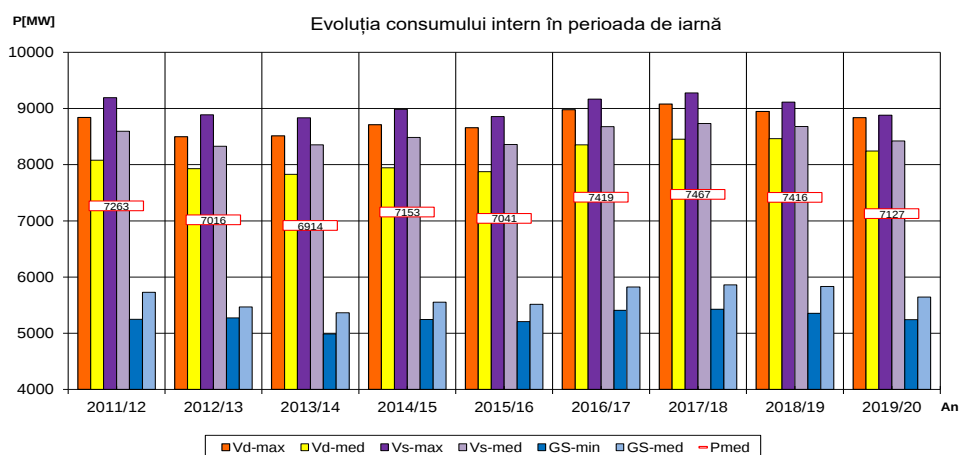


Profilul curbelor de sarcină

Variația consumului intern brut (medie semestrială) considerat pentru zilele lucrătoare înregistrat la palierele caracteristice în comparație cu media semestrială obținută din energia lunară este reprezentată în tabelul și graficul următor:

Evoluția consumului intern în perioada de IARNA [MW]

anul	Vd-max	Vd-med	Vs-max	Vs-med	GS-min	GS-med
2011/12	8839	8080	9192	8594	5250	5730
2012/13	8499	7928	8888	8328	5273	5468
2013/14	8512	7828	8833	8353	4989	5366
2014/15	8711	7944	8986	8485	5244	5554
2015/16	8658	7875	8857	8359	5209	5517
2016/17	8979	8352	9168	8678	5408	5823
2017/18	9080	8453	9277	8734	5427	5861
2018/19	8947	8463	9112	8681	5355	5834
2019/20	8774	8184	8842	8332	5136	5573



Diagnoza valorilor folosite la studiul anterior

Temperaturile ridicate înregistrate în iarna 2019 – 2020 au avut ca efect scăderea consumului intern. Astfel prognozele de consum făcute pentru o iarnă cu temperaturi medii, au fost mai mari decât valorile realizate. Analiza comparativă a prognozei de consum intern brut și a rezultatelor înregistrate în iarna 2019 – 2020 a condus la obținerea unei valori a **abaterei prognozei sub $\pm 3,2\%$** pentru valorile extreme (max/min), abatere care nu a influențat rezultatele și concluziile studiului. Valorile medii realizate au fost mai mici la palierul de vârf decât prognoza, deci prognoza a fost acoperitoare.

Perioada	Palier consum	Tipul marimii evaluate	Valoare realizat	Valoare estimat	Abatere prognoza
octombrie		valoarea maximă a perioadei	8438	8400	-0.5%
ianuarie		valoarea maximă a perioadei	9335	9400	0.7%
octombrie	GSmed	media GSmin lunar	5090	5200	2.2%
decembrie-februarie	VSmax	media VS zi lucratoare	9108	9400	3.2%
decembrie-februarie	VDmax	media VD zi lucratoare	9023	9200	2.0%

2.3. Valori NTC

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

În graficele de mai jos sunt reprezentate pentru perioada octombrie 2019 - martie 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 dimineață (ora 11 CET, ora 12 ora României); se obțin 4 curbe care explicitează utilizarea NTC la aceste momente reprezentative ale zilei (fig. 2.3.1);
 - valorile soldului înregistrat pentru două momente ale zilei: soldul de noapte și de zi (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 iarna 2019 – 2020

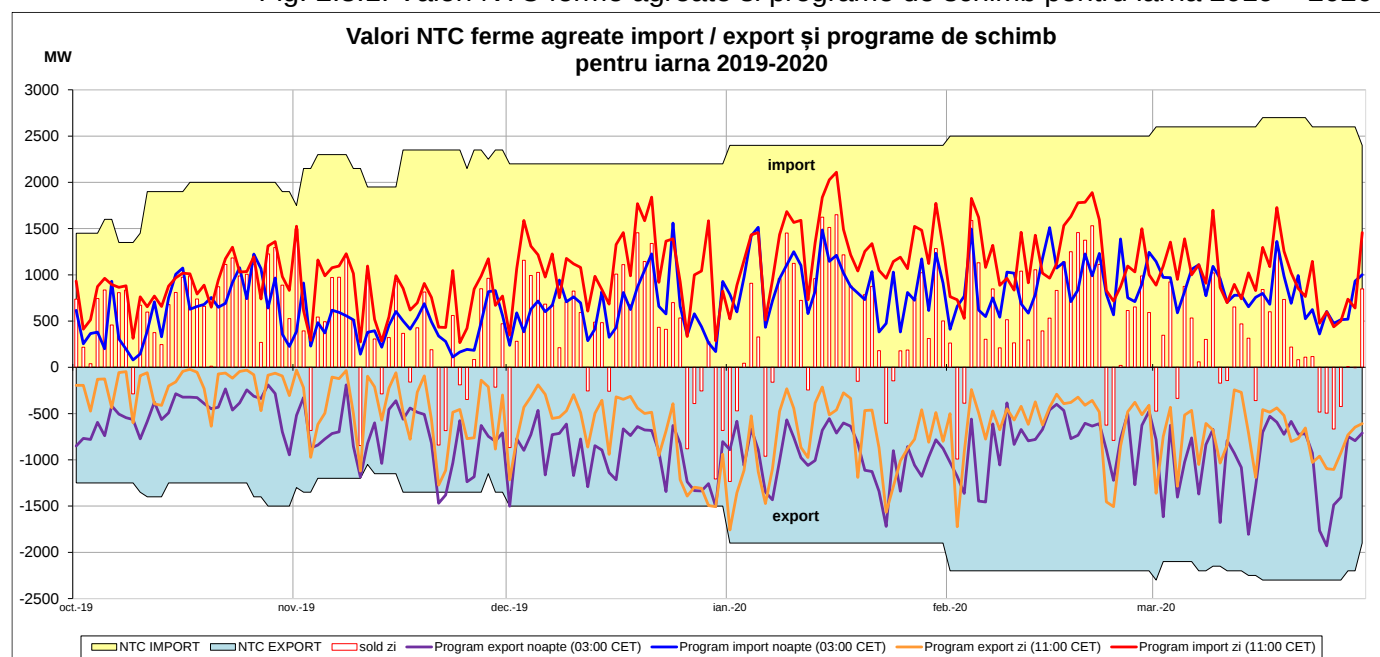
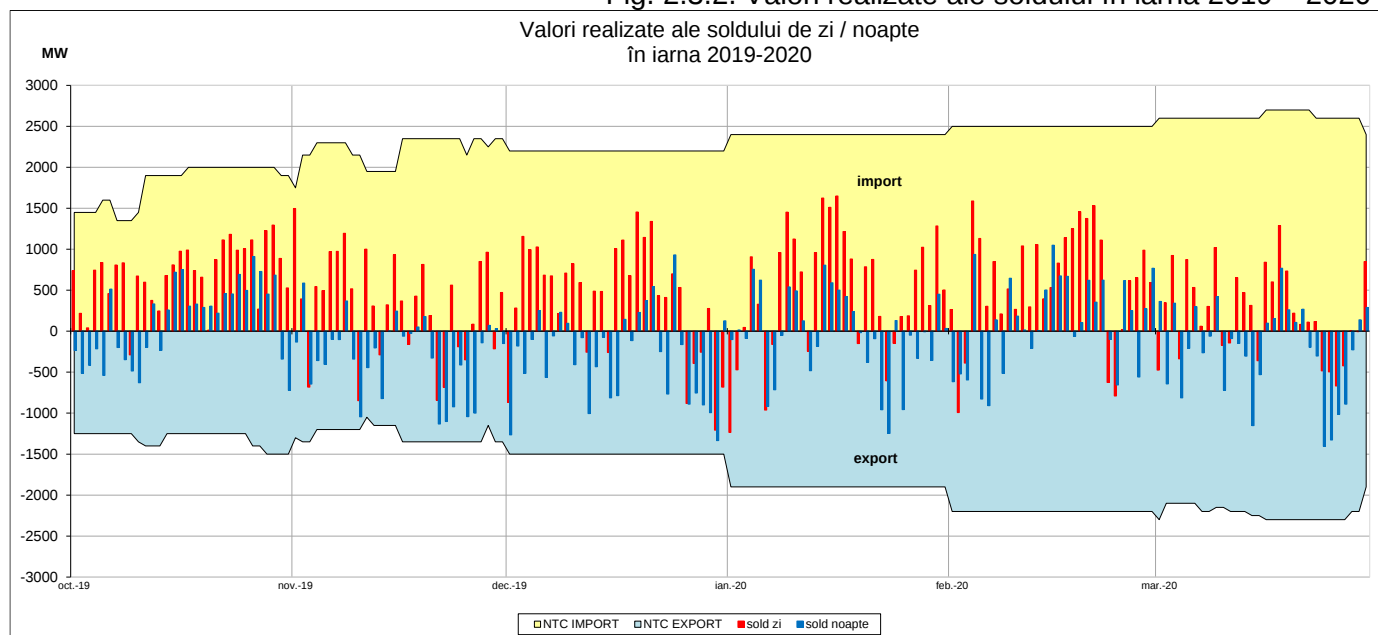


Fig. 2.3.2. Valori realizate ale soldului în iarna 2019 – 2020



2.4. Evoluția necesarului de energie electrică în iarna 2020-2021

Proгноza cererii de energie electrică pe termen mediu pentru România se bazează pe o serie de ipoteze cu grad de incertitudine foarte ridicat, care iau în calcul ritmul și durata de recuperare economică a țării după declinul inițiat la începutul acestui an, în concordanță cu evoluția pandemiei COVID 19.

Datele statistice preliminare publicate de Institutul Național de Statistică (INS) pentru semestrul I 2020 confirmă cele mai mari scăderi ale PIB-ului la nivelul României și al statelor membre, în general. Astfel, economia românească a înregistrat o scădere a volumului activității cu 3,9% în primul semestru al anului curent comparativ cu perioada corespunzătoare din 2019, din care, la nivelul trimestrului II, contracția a fost de cca. -10,5%.

Potrivit celor mai recente estimări ale Comisiei Naționale de Strategie și Prognoză (CNSP), revenirea economică se va face gradual, cu un ritm mai lent decât se estimase inițial în prognoza de primăvară, în contextul prelungirii stării de alertă și menținerii unor restricții și în trimestrul III, conducând per ansamblu la o scădere cu 3,8% % a PIB în 2020 față de anul anterior, urmată de o creștere de 4,9% în 2021. Noul scenariu CNSP estimează că economia românească va accelera la ritmul potențial în ultimele două trimestre ale anului 2021.

Pe zona de consum, închiderea totală sau parțială a unor sectoare de activitate, a dus la scăderea cu cca. 6,9 %, a consumului intern brut de energie electrică în primul semestru al anului 2020, comparativ cu perioada ianuarie - iunie 2019, respectiv cu 11,6% în trimestrul II, cea mai pronunțată scădere, de 14,7%, fiind înregistrată în luna aprilie.

Pe fondul ridicării treptate a restricțiilor impuse în lunile precedente, consumurile înregistrate în lunile iulie și august au fost caracterizate de o ușoară redresare, fiind totuși mai mici cu cca. 4% în medie, comparativ cu lunile iulie – august 2019, conform datelor preliminare disponibile.

În continuare, pe termen mediu este estimată o revenire graduală a consumului intern brut de energie electrică, la dinamica multianuală premergătoare pandemiei, caracterizată de ritmuri medii pe perioadă de cca. 1%.

În contextul de incertitudine inerentă a prognozelor la nivel global, cauzată de evoluția pandemiei și implicațiile asupra activității economice, pentru perioada 1 octombrie 2020 - 31 martie 2021 s-a analizat un scenariu de evoluție a consumului de energie electrică ce se încadrează în valorile medii multianuale înregistrate în sezonul rece în România.

În Tabelul 2.4.1. se prezintă evoluția necesarului de energie electrică în iarna 2020- 2021, la un nivel cvasiconstant față de aceeași perioadă din iarna 2019-2020, în concordanță cu caracteristicile de ordin climatic ale sezonului de iarnă anterior, în care s-au înregistrat temperaturi medii lunare mai mari decât mediile multianuale, ce au determinat valori mai scăzute ale consumului.

Tabel 2.4.1. EVOLUȚIA NECESARULUI DE ENERGIE ELECTRICĂ ÎN IARNA 2020 – 2021

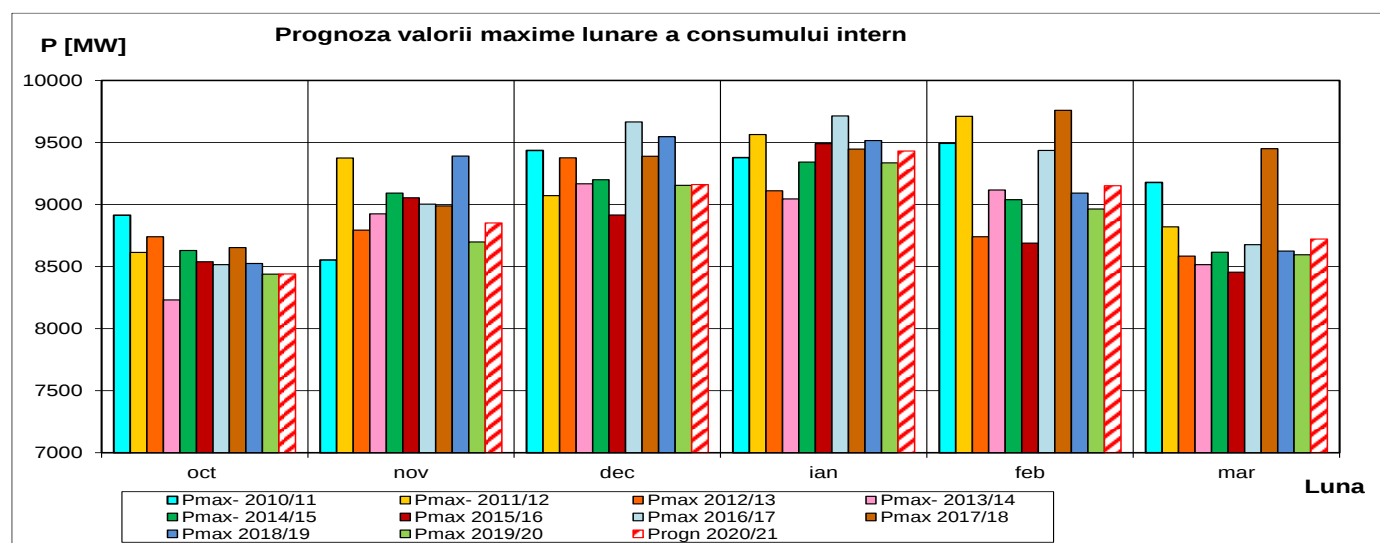
		2020			2021		
		Octombrie	Noiembrie	Decembrie	Ianuarie	Februarie	Martie
Consum intern brut	GWh	4980	5150	5455	5640	5065	5240
Puteri de gol	MW	5010	5300	5235	5340	5600	5330
Puteri de vârf	MW	8440	8850	9160	9430	9150	8720

2.5. Consumul intern brut mediu lunar prognozat pentru iarna 2020-2021

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

Conform datelor DPA, valorile Pc maxime lunare prognozate pentru iarna 2020-2021 sunt:

Luna	Pmax-2010/11	Pmax-2011/12	Pmax-2012/13	Pmax-2013/14	Pmax-2014/15	Pmax-2015/16	Pmax-2016/17	Pmax-2017/18	Pmax-2018/19	Pmax-2019/20	Progn 2020/21
oct	8914	8613	8741	8231	8629	8539	8515	8653	8525	8438	8440
nov	8553	9374	8793	8925	9091	9054	9003	8989	9390	8698	8850
dec	9435	9072	9376	9166	9199	8915	9665	9389	9546	9154	9160
ian	9377	9564	9110	9045	9341	9490	9714	9446	9515	9335	9430
feb	9493	9710	8741	9116	9038	8688	9435	9758	9092	8963	9150
mar	9177	8820	8584	8515	8615	8455	8676	9449	8625	8595	8720



Pornind de la valorile consumului maxim prognozate și utilizând coeficienți de curbă de sarcină s-au obținut valorile medii prognozate pentru palierele de vârf și de gol care se analizează. În acest studiu s-au considerat și s-au analizat 5 paliere de consum pentru care sunt elaborate 6 balanțe de producție considerând soldul corespunzător perioadei.

Tabelul 2.5.

Codif. balanță	Productie SEN [MW]	Consum SEN [MW]	Palier de consum	Perioada de calcul	Termoficare	Productie [MW]			Sold exp. [MW]
						RES		CNE	
						CEE	CEF		
B1	9200	8400	VS t-p	oct	NU	max adm	0	1400	800
B2	5600	5200	Gs t-p	oct	NU	max adm	0	1400	400
B3	9800	9200	VS I	noi.-mar.	DA	max adm	0	1400	600
B4*)	8300	9000	VD I	noi.-mar.	DA	1100	400	1400	-700
B5	7600	9800	VS I max	noi.-mar.	DA	0	0	1400	-2200
B6	7700	9200	VSI	noi.-mar.	DA	0	0	1400	-1500

*)În conformitate cu BCE sezonier

În consumul prognozat sunt cuprinse și consumurile serviciilor proprii ale centralelor (între 329 MW și 565 MW, în funcție de palierul de sarcină și de structura producției pe tipuri de combustibil) și pierderile de putere activă în rețelele electrice: RET și RED 110 kV.

2.6. Capacități de producție

Situația capacităților de producție din SEN la data de 12 august 2020 și care sunt estimate că vor fi disponibile pentru iarna 2020 – 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]
TOTAL SEN	20656	18826	1038	19676
<i>Total cărbune</i>	4787	4103	303	4510
din care C.E.Oltenia	3240	2892	110	3130
din care C.E.Hunedoara	1200	940	168	1057
<i>Total hidrocarburi</i>	3210	2648	362	2861
<i>Total apă</i>	6693	6361	277	6423
<i>Total nucleară</i>	1413	1300	0	1413
<i>Total eoliană</i>	3024	2980	22	3008
<i>Total solară</i>	1392	1308	69	1328
<i>Total biomasă și biogaz</i>	137	125	5	132
<i>Total geotermală</i>	0.05	0.00	0.01	0.00

Pi - Putere instalată;

Pnetă - Putere netă;

Pd - Putere disponibilă;

Rpp - Reducerile permanente de putere.

2.7. Variantele de balanță

Modul de acoperire a consumului intern brut și a soldului la diferite paliere de consum este prezentat în tabelul 2.7, considerând diferite structuri ale puterii produse pe tipuri de combustibil. La stabilirea grupurilor care participă la producția necesară acoperirii consumului și soldului, detaliată în anexa 2.7.1, s-a ținut cont de următoarele aspecte:

- programul anual de retrageri grupuri pentru anul 2020, atât pentru grupuri termoelectrice, cât și pentru grupuri hidroenergetice;
- informații primite de la ELCEN privind prognoza puterilor prioritare;
- informațiile primite de la ROMGAZ referitoare la valorile estimate ale puterilor contractate pentru unitățile dispecerizabile din SPEE Iernut;
- informațiile primite de la Operatorii de Distribuție referitoare la consumatori (evoluție consum, puneri în funcțiune a unor stații noi în RED).

Tabelul 2.7.

Balanță	Producție	Consum	Palier de consum	Producție RES			Producție în centrale mari [MW]				Sold [MW] Export
	SEN [MW]	SEN [MW]		CEE [MW]	CFE [MW]	CEB [MW]	CTE		CNE	CHE	
							Cărbune	Hidrocarburi			
B1	9200	8400	VS T	2806*	0	60	1535	1174	1400	2225	800
B2	5600	5200	Gs T	1665**	0	56	885	820	1377	797	400
B3	9800	9200	VS I	2845*	0	60	1635	1820	1400	2040	600
B4	8300	9000	VD I	1100	400	60	1675	1850	1400	1815	-700
B5	7600	9800	VS I max	0	0	60	2030	2065	1400	2045	-2200
B6	7700	9200	VS I	0	0	60	1820	2105	1400	2315	-1500

unde:

*valoare limită pentru respectarea criteriului (N - 1)

**valoare limită pentru respectarea adecvanței balanței de puteri

Balanțele 1 și 2 sunt dedicate analizei comportamentului sistemului în luna octombrie 2020 la vârf de sarcină fără termoficare și la gol de sarcină (palierul de gol de noapte de sărbătoare este considerat palierul cu cea mai redusă valoare a consumului intern brut din cadrul întregii perioade analizate). În cazul balanței 2 s-a determinat puterea maximă care ar putea fi produsă în centralele eoliene în condiții de asigurare a rezervelor pentru servicii de sistem (adecvanța sistemului).

Balanța 3 stă la baza calculelor pentru determinarea puterii maxime care ar putea fi produsă în CEE în condiții de respectare a criteriului N-1 de siguranță a sistemului și cu asigurarea rezervelor pentru servicii tehnologice de sistem (adecvanța sistemului).

Balanța 4 propune o variantă de structură a producției brute pentru acoperirea consumului la vârful de dimineață și a soldului prognozat considerându-se o producție în CEF de 400 MW, CEE de 1100 MW și sold de import de 700 MW.

Balanța 5 este concepută pentru verificarea comportării sistemului în condițiile de consum crescut (iarnă grea) la palierul vârf de seară, la care producția în CEE este 0 MW, iar soldul de import este 2200 MW.

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

În anexa 2.7.1 sunt prezentate producțiile în centrale în cele 6 variante de balanță analizate la funcționarea SEN în iarna 2020-2021. Anexele 2.7.2 și 2.7.3 conțin structura pe resurse a producției în SEN corespunzătoare balanțelor B1-B6, în valori absolute și în procente. Variantele de balanță considerate corespund posibilităților de funcționare a SEN din punctul de vedere al puterii disponibile în SEN și al puterii produse pe tipuri de combustibil. Producțiile centralelor propuse în anexe nu reprezintă o repartitie optimă, ci corespund unei situații de funcționare probabile, fiind valori luate în considerare pentru analiza circulațiilor de puteri, 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

confidențial

3. REGIMURI STATIONARE DE FUNCTIONARE A SEN

Acest capitol are ca scop analiza regimurilor staționare de funcționare a SEN în perioada 01.10.2020 – 31.03.2021.

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.

Modelele rețelei externe pentru sezonul de iarnă 2020-2021 sunt aceleași cu cele folosite în sezonul de iarnă 2019-2020, ambele furnizate de către grupa de lucru NM & FT din cadrul ENTSO-E. S-au utilizat două modele ale rețelei externe, unul pentru regimurile de vârf și unul pentru regimul de gol de noapte de sărbătoare. Modelul pentru regimurile de vârf a fost realizat pornind de la modelul comun de rețea sezonier prognozat în cadrul NM & FT, corespunzător zilei 15.01.2020, ora 10:30 CET). Cel pentru regimul de gol a fost realizat pornind de la modelul comun de rețea sezonier de primăvară corespunzător zilei 16.10.2019, ora 3:30 CET. Se menționează că modelele respective au fost prelucrate prin echivalarea rețelelor îndepărtate.

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

- LEA 400 kV Porțile de Fier-Djerdap;
- LEA 400 kV Roșiori-Mukacevo;
- LEA 400 kV Tântăreni-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 că 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;
- debucularea rețelei de 110 kV în toate zonele în care această este în paralel cu rețeaua de 220 kV și 400 kV și respectarea criteriilor de siguranță și calitate a energiei electrice;
- identificarea necesităților de utilizare a benzii secundare de reactiv;
- identificarea unor valori maxime posibile ale producției CEE, în anumite regimuri, în condiții de siguranță în funcționare a SEN;
- determinarea congestiilor în zona București și în secțiunile caracteristice S4, S5 și S6;
- determinarea capacităților nete de schimb maxime negarantate.

3.1. Schema de calcul

Retragerile de lungă durată din exploatare pentru lucrări de retehnologizare (RTh) sunt cele cuprinse în Programul anual de retrageri echipamente PAR 2020 și unele informații primite de la Direcția de Investiții. Se ține cont și de indisponibilități, puneri în funcțiune, decalari / 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. Se menționează că nu sunt implementate în schema de calcul diverse lucrări în rețeaua de 110 kV, chiar dacă sunt de durată ceva mai lungă.

DET 1:

- **RTh Dumbrava:**

Este realizată LEA 220 kV Gutinaș – Stejaru – derivație AT1 Dumbrava provizorat, cu injecție în stația 220 kV Dumbrava, prin AT1 – 200 MVA, 220/110 kV, încă din 6.07.2018. LEA 220 kV Dumbrava – Stejaru și LEA 220 kV Gutinaș – Dumbrava sunt în SLP în Dumbrava;

- **RTh Stejaru** este finalizată: AT – 200 MVA, 220/110 kV Stejaru în funcțiune, CT 110 kV Stejaru deconectată; se menționează că nu s-au luat în considerare lucrările de rețehnologizare din stația 110 kV Stejaru, care implică provizorate, dar și conectarea CT 110 kV;

- **RTh Munteni**

Este realizată LEA 220 kV Gutinas - FAI provizorat, fără injecție prin AT – 200 MVA, 220/110 kV Munteni. Se aplică condiționare de regim, conectarea celui de-al doilea AT – 200 MVA, 220/110 kV FAI;

- **RTh Smârdan:**

Având în vedere informațiile deținute la data începerii studiului, se consideră că este probabil ca RTh Smârdan să nu se desfășoare în cursul sezonului analizat. Ca urmare se consideră în funcțiune Trafo2 250 MVA, 400/110 kV nou (în 400 kV pe celula fostei bobine de compensare BC 400 kV) și Trafo1 250 MVA, 400/110 kV existent, LEA 400 kV Smârdan – Isaccea circ. 1 în funcțiune, LEA 400 kV Smârdan – Isaccea circ. 2 retras din exploatare;

- LEA 110 kV Cudalbi – Tecuci este în funcțiune;
- LEA 110 kV Războieni – Roman Nord, LEA 110 kV Vatra – Târgu Frumos și LEA 110 kV Bârlad – Glăvănești se mențin în funcțiune, datorită 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 $I_n=800$ A. S-a considerat în cadrul analizelor $I_{adm\ 20^\circ C}=530$ A pe LEA 110 kV Băltăgești – Gura Ialomiței, ținând cont de secțiunea conductoarelor active de racord ale celulei LEA 110 kV Băltăgești până la stâlpul nr. 1 din stația Gura Ialomiței (185 mm²), deși de la stâlpul nr. 1 din stația Gura Ialomiței până în stația Băltăgești, conductorul activ are secțiune superioară;

- **RTh Medgidia Sud:**

Trafo1 250 MVA, 400/110 kV Medgidia Sud retras din exploatare; LEA 400 kV Cernavodă –Medgidia Sud funcționează în schemă provizorat bloc cu Trafo2 250 MVA, 400/110 kV printr-un cablu de 400 kV Se consideră că RTh Medgidia Sud nu se finalizează în cursul perioadei analizate și provizoratul este menținut;

- **Zona stațiilor București Nord, București Centru, Pajura**

- Lucrarea de realizare a LES 110 kV Fundeni – București Nord nou este finalizată: cablul este Al 1600 mm², $I_{adm}=789$ A; schema de încadrare în stația București Nord a acestuia, considerată în schemele de calcul este:

bara 1 LES 110 kV Fundeni – Nord nou în funcțiune, LES 110 kV Obor deconectată în Obor;

bara 2 LES 110 kV București Centru deconectată în stația București Centru și LES 110 kV Grozăvești în funcțiune;

CT 110 kV București Nord deconectată.

- În stația București Centru cupla 110 kV este conectată, distribuția pe bare este:

bară A LES 110 kV București Nord deconectată în stația București Centru, LES 110 kV Panduri deconectată în stația Panduri;

bară B LES 110 kV București Sud în funcțiune;

- Stația Pajura: LES 110 kV Băneasa este în funcțiune, LES 110 kV Timpuri Noi în rezervă;

- Este luat în considerare consumul stației Transilvania;

- Sunt luate în considerare consumurile estimate ale stațiilor 110 kV Metrou Parc Drumul Taberei și Metrou Academia Militară;

- Bobina de compensare nouă din stația București Sud 400 kV este disponibilă;
 - Bobinele de compensare din stațiile Fundeni, Isaccea, Cernavodă sunt disponibile;
 - Bobinele de compensare din stația Domnești 110 kV nu sunt considerate disponibile;
 - Se funcționează cu:
- LEA 110 kV Basarabi – Bălțăgești, LEA 110 kV Râmnicu Sărat – Costieni, LEA 110 kV Valea Călugărească – Urziceni, LEA 110 kV Pogoanele – Jugureanu deconectate; în regimurile cu producție ridicată în CEE, se realizează buclari ale unor echipamente;
- LEA 110 kV Hârșova – Topolog – derivație Cișmeaua Nouă, deconectată;
- LEA 110 kV Baia – Mihai Viteazu – derivație Fântânele, deconectată;
- LEA 110 kV Stejaru – Mihai Viteazu, deconectată.

DET 3:

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

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

Este realizată LEA 220 kV Ișalnița – Sărdănești provizorat prin realizarea unui șunt între LEA 220 kV Sardanești – 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 printr-o celulă mobilă. Celula 220 kV corespunzătoare, celula AT2 – 200 MVA 220/110 kV și AT1 – 200 MVA, 220/110 kV, sunt retrase din exploatare. AT2 – 200 MVA, 220/110 kV este în funcțiune pe celula CTf 220 kV;

Se menționează că la sfârșitul acestei etape I de provizorate, pe parcursul semestrului de iarnă se va funcționa cu AT1, iar AT 2 va fi în rezervă;

- Nu au fost implementate în schema de calcul provizoratele din stațiile Râureni, Mioveni sau provizoratul LEA 110kV Filiași – Balș, realizat din LEA 110 kV Craiova Nord – Filiași și LEA 110 kV Craiova Nord – Balș circ2;

- Bobina de compensare din semistația A **Țânțăreni** este relocată în stația **Sibiu Sud** 400 kV. Ea a fost înlocuită cu fosta bobină de compensare din stația București Sud, reparată între timp;

- Bobina de compensare nouă din stația **Brad** este considerată disponibilă (pe celula CTv 400 kV, ca variantă provizorie). Bobina de compensare din stația **Urechești** este și ea disponibilă.

DET 4:

- CT 110 kV **Vașcău** și bucla LEA **110 kV Salonta – Ch. Criș** sunt în funcțiune; LEA 110 kV Beiuș și Brad în funcțiune pe bara 1-110 kV; LEA 110 kV Sudrigiu și Vîrfurile în funcțiune pe bara 2 –110 kV;

- Nu este încă finalizată și dată în exploatare **LEA 400 kV Nădab – Oradea Sud**;
- 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; se menționează că acest lucru este valabil în schema de calcul, dar alimentarea Oțelăriei Hunedoara va fi realizată conform avizului CTES din 12.08.2020 (detalii mai jos);

- RTh **Hășdat**

Sunt realizate provizorate atât în 220 kV cât și în 110 kV;

Sunt considerate următoarele provizorate:

LEA 220 kV Mintia – Retezat provizorat (realizat aerian);

LEA 220 kV Baru Mare – Pestiș – derivație Oțelărie Hunedoara provizorat (realizat aerian și în cablu); este posibilă alimentarea Oțelăriei Hunedoara și din stația Baru Mare;

Celule LEA 220 kV Retezat, Mintia, Baru Mare, Pestiș sunt retrase din exploatare

Pentru a asigura alimentarea consumatorilor stației Hasdat din 110 kV sunt realizate provizoratele 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 Pestiș – Teliuc;

În stația Laminoare se menține deconectată CT 110 kV. Se mențin în funcțiune LEA 110 kV Pestis c1 și c2. Zonele Hațeg, Pestis și Mintia funcționează buclat. LEA 110 kV Simeria – Călan rămâne conectată în Călan;

În luna august 2020, s-au anunțat următoarele modificări, datorate unor aspecte constructive, anume imposibilitatea de a realiza în condițiile actualelor provizorate, fundațiile aferente cabinetelor de rele. Modificările avizate în ședința CTES din 12.08.2020, nu au fost luate în considerare în calcule. Ele constă în următoarele: se renunță la provizoratul LEA 220 kV Baru Mare – Pestiș – derivație Oțelărie și se realizează un provizorat nou LEA 220 kV Retezat – Mintia – derivație Oțelărie, păstrând totodată provizoratul LEA 220 kV Baru Mare – Pestiș. Se preconizează finalizarea lucrărilor în 2021.

- **RTh Reșița**

LEA 220 kV Reșița – laz, c2 este dezlegată în stația Reșița.

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

- **RTh laz**

S-au retras din exploatare celulele 220 kV AT1 și AT2, s-au realizat provizoratele care constau în dezlegarea cordoanelor (spre bare) la primul stâlp al LEA 220 kV Reșița circ. 1 și 2, realizarea unei legături în cablu de la primul stâlp al LEA 220 kV Reșița circ. 1 la separatorul de înfășurare aferent AT2 și între separatoarele de înfășurare ale AT2 și AT1; a rezultat LEA 220 kV Reșița – laz circ1 – racord AT1 – AT2 provizorat.

AT2 în funcțiune, acesta funcționând în schemă de tip racord adânc, alimentat din LEA 220 kV Reșița circ.1 având întreruptorul pe partea de 220 kV în stația Reșița aferent LEA 220 kV laz circ. 1.

AT1 este în stare nenominalizabilă cu separator de borne 220 kV deschis, întreruptor 110 kV deconectat, separator borne 110 kV închis, separator bara 1A - 110 kV închis, separator bara 1B – 110 kV deschis și separator bara 2 – 110 kV deschis;

Se preconizează finalizarea lucrărilor de retehnologizare corespunzătoare etapei 2b în stația laz și începerea etapei 3a.

- Bobina de compensare nouă din stația **Arad** 400 kV și cele din stațiile 400 kV **Mintia** și **Oradea Sud** sunt disponibile;

DET 5:

- Ambele unități de transformare 220/110 kV **Alba Iulia** sunt în funcțiune, AT1 – 200 MVA, 220/110 kV este nou. CT 110 kV Alba Iulia este deconectată, zona 110 kV **Câmpia Turzii** va funcționa debuclet de zona 110 kV Alba Iulia (CL 110 kV Ocna Mureș și LEA 110 kV Câmpia Turzii – Aiud – derivație 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 AT1 220/110 kV Ungheni, în vederea înlocuirii; în prezent, în stația 110 kV Ungheni, se execută lucrări de retehnologizare etapa B, lucrări care au termen de finalizare decembrie 2020. După terminarea lucrărilor se vor desființa toate provizoratele din rețeaua de 110 kV și se va reveni cu schema zonei de 110 kV la vechea schemă.

După finalizarea lucrărilor în stația 110 kV Ungheni, încep lucrările în stația de 220 kV Ungheni, etapă în care se va realiza provizoratul LEA lungă 220 kV Fântânele – Iernut – derivație AT1 – 200 MVA, 220/110 kV Ungheni (vechi).

- **RTh Vetis**

Este planificată pentru anul 2020 înlocuirea AT – 200 MVA 220/110 kV din stația Vetis, dar nu se știe când încep lucrările.

- Bobina de compensare din semistatia A Țânțăreni a fost relocată în stația 400 kV **Sibiu Sud**;
- Bobinele de compensare din stațiile 400 kV **Roșiori**, **Dârste**, **Gădălin** sunt disponibile.

Retragerile din exploatare de durata mai scurtă decât cele menționate mai sus, sunt analizate la capitelele 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 bandă de variație a puterii reactive corespunzând respectării cerinței privind $\cos\varphi$ în punctul comun de conectare, anume: $-0.95 < \cos\varphi < 0.95$ la CEE și $-0.9 < \cos\varphi < 0.9$ la CEF care debitează în rețeaua de 110 kV. CEF care debitează în rețeaua de mt sunt considerate fără schimb de reactiv cu rețeaua electrică.

3.2. Variante de regimuri analizate

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

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 T	8400	**) 2906 ↘ 2806	0	confidențial	1400	800
R2	Gs T	5200	1665	0		1377	400
R3*)	VSI	9200	**) 2906 ↘ 2845	0		1400	600
R4	VDI	9000	1100	400		1400	-700
R5	VSI _{max} , cu CEE=0	9800	0	0		1400	-2200
R6	VSI, cu CEE=0	9200	0	0		1400	-1500

*) R3 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.

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 Îl, Remeti, Munteni, având puteri instalate mai mici de 50 MW. Celelalte centrale ($P_i < 50\text{MW}$), 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 CEED ≥ 5 MW aflate în exploatare la dată de 01.07.2020. S-a considerat bandă de variație a puterii reactive corespunzând respectării cerinței privind $\cos\varphi$ în punctul comun de conectare, anume: $-0.95 < \cos\varphi < 0.95$ pentru CEE. CEED 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 zona 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 influențe asupra încărcării peste limita admisibilă a unui anumit element. Zonele în care se află CEE, așa cum sunt definite în cadrul studiului, sunt următoarele:

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

- **zona Tulcea;**
- **zona Constanța+Medgidia**

În cadrul zonei Constanța+Medgidia se definește **zona Hârșova-Medgidia**, delimitată de:

LEA 110 kV Mircea Vodă-Medgidia Sud;
LEA 110 kV Medgidia 1-Medgidia Sud;
LEA110 kV Medgidia Nord-Constanța Nord;
LEA 110 kV Nazarcea-Constanța Nord;
LEA 110 kV Hârșova-Topolog cu 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-Bălțăgești

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

- **zona Baltagești, G.Ialomitei;**

- **zona 110 kV L.Sărat, Smârdan;**

- **zona secțiunii S6:**

zona Dobrogea;

zona 110 kV L. Sărat-Smârdan;

zona Stupina-Rahman ;

zona Baltagești-G. Ialomitei;

- **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 neta [MW]
DET 1	299
DET 2	2539
DET 4	68
zona 110kV Constanta+Medgidia	601
<i>din care Harsova</i>	<i>311</i>
zona Tulcea	487
zona 110kV L.Sarat, Smardan	146
zona statiilor 400/110kV Stupina si Rahman	590
zona statiei 400/110kV Tariverde	585
zona Baltagesti, G. Ialomitei	250
zona Moldova	180
zona Banat	68
Total SEN	2906

Se menționează că nu au fost modelate CEE nedispecerizabile, cuantumul producției nete disponibile a acestora, la nivelul 01.07.2020 fiind cca. 70 MW din cca. 2980 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 racordată CEF respectivă și puterea disponibilă netă la 01.07.2020. S-a considerat bandă de variație a puterii reactive corespunzând respectării cerinței privind cosφ în punctul comun de conectare, anume: $-0.9 < \cos \varphi < 0.9$ pentru CEF care debitează la 110 kV și schimb de reactiv 0 cu rețeaua pentru cele care debitează în rețeaua de MT. S-au considerat CEF în funcțiune în regimul R4, palier de vârf de consum de dimineață iarnă, la valoarea de producție de cca. 400 MW.

Tabel 3.3

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

3.3.3. Analiză regimurilor de funcționare în schemă N

Analiză regimurilor de funcționare în schemă N are ca scop:

- obținerea unor regimuri economice de funcționare prin minimizarea circulațiilor de putere reactivă;
- verificarea criteriului N-1 în schemă N pentru toate regimurile stabilite.

În continuare sunt prezentate rezultatele analizelor după cum urmează:

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

A. Circulații de putere

Regimul R3, ca regim de baza, este definit de topologia prezentată în paragraful 3.1, balanță 3, palier de consum VSI, sold de export 600 MW, bandă primară de variație a puterii reactive pentru generatoarele modelate la borne, producție CEE de la cca. 2906 MW la cca. 2845 MW, producție CEF = 0 MW. Modul de stabilire a producției maxim admisibile este prezentat la capitolul D, Regim R3.

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

	Denumire linie / sens circulație P			Circulație
	Din		către	P[MW]
L 400 kV	TULCEA VEST	-	ISACCEA	888
L 400 kV	SMÂRDAN	-	GUTINAȘ	699
L 400 kV	CERNAVODĂ	-	PELICANU	645
L 400 kV	GURA IALOMIȚEI	-	BUCUREȘTI SUD	622
L 400 kV	SIBIU	-	IERNUT	564
L 400 kV	PELICANU	-	BUCUREȘTI SUD	520

L 400 kV	ISACCEA	-	SMÂRDAN c2	493
L 400 kV	TARIVERDE	-	TULCEA VEST	483
L 400 kV	CERNAVODĂ	-	GURA IALOMIȚEI c2	470
L 400 kV	CERNAVODĂ	-	GURA IALOMIȚEI c1	453
L 400 kV	BRAZI	-	DÂRSTE	432
L 400 kV	ȚÂNȚĂRENI	-	SIBIU SUD	399
L 400 kV	BUCUREȘTI SUD	-	DOMNEȘTI	397
L 400 kV	STUPINA	-	VARNA	395
L 400 kV	BRAȘOV	-	SIBIU SUD	380
L 400 kV	GURA IALOMIȚEI C2	-	LACU SĂRAT	358
L 400 kV	RAHMAN	-	DOBRUDJA	356
L 400 kV	LACU SĂRAT	-	SMÂRDAN c1	336
L 400 kV	DÂRSTE	-	BRAȘOV	292
L 400 kV	IERNUT	-	GĂDĂLIN	284
L 400 kV	GUTINAȘ	-	BRAȘOV	241
L 400 kV	GUTINAȘ	-	BACĂU SUD	238
L 400 kV	BACĂU SUD	-	ROMAN NORD	229
L 400 kV	ISACCEA	-	LACU SĂRAT	227
L 400 kV	MUKACEVO	-	ROȘIORI	225
L 400 kV	ȚÂNȚĂRENI	-	BRADU	206
L 400 kV	URECHEȘTI	-	ȚÂNȚĂRENI	204
L 400 kV	CONSTANȚA	-	CERNAVODĂ	183
L 400 kV	GĂDĂLIN	-	CLUJ EST	179
L 400 kV	SIBIU	-	MINTIA	163
L 400 kV	BUCUREȘTI SUD	-	SLATINA	151
L 400 kV	PORTILE DE FIER	-	DJERDAP	146

În cazul primelor 10 dintre aceste 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.

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

	Denumire linie / sens circulație P			Circulație
	din		către	P[MW]
L 220 kV	URECHEȘTI	-	TÂRGU JIU	207
L 220 kV	PORTILE DE FIER	-	REȘIȚA c1	206
L 220 kV	PORTILE DE FIER	-	REȘIȚA c2	206
L 220 kV	TÂRGU JIU	-	PAROȘENI	206
L 220 kV	STEJARU	-	GHEORGHENI	184
L 220 kV	PAROȘENI	-	BARU MARE	169
L 220 kV	FILEȘTI		BARBOȘI	163
L 220 kV	BUCUREȘTI SUD	-	FUNDENI C2	157
L 220 kV	BUCUREȘTI SUD	-	FUNDENI C1	157
L 220 kV provizorat	GUTINAȘ	-	STEJARU– derivatie AT1 Dumbrava)	152

L 220 kV	RESIȚA	-	TIMIȘOARA c1	144
L 220 kV	RESIȚA	-	TIMIȘOARA c2	144
L 220 kV	LACU SĂRAT	-	FILEȘTI	141
L 220 kV	BARU MARE	-	PEȘTIȘ	140
L 220 kV	MINTIA	-	ALBA IULIA	136
L 220 kV	BARBOȘI	-	FOCȘANI VEST	114
L 220 kV	TOPOLOG	-	TULCEA VEST	110
L 220 kV	GHEORGHENI	-	FÂNTÂNELE	98

În cazul primelor 10 dintre aceste 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 rețeaua de 220-400 kV 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 diagramă de capacitate P-Q, CEE și CEF cu diagramele P-Q corespunzătoare, grupurile eoliene de tipul „wind free”, precum și bateriile de condensatoare și bobinele de compensare din CEE, CEF racordate în rețeaua electrică de 110 kV;
- Bobinele de compensare;
- Ploturile de funcționare ale unităților de transformare de sistem și bloc.

Rezultatele privind utilizarea bobinelor de compensare și a comutării ploturilor din unitățile de transformare sunt reprezentate în anexele: **confidențial**

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

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

În analiză criteriului 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 bandă de putere reactivă a tuturor centralelor eoliene a fost considerată cea aferentă domeniului $-0.95 < \cos\varphi < 0.95$ în punctul comun de conectare la rețea, domeniu în care CEE trebuie să se încadreze, această fiind cerință impusă prin normele tehnice în vigoare. Ipoteza privind $\cos\varphi$ pentru CEF este: $-0.9 < \cos\varphi < 0.9$ la CEF care debitează în rețeaua de 110kV. CEF care debitează în rețeaua de MT sunt considerate fără schimb de reactiv cu rețeaua SEN.

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

Reglarea nivelului de tensiune ridică probleme la regimul de gol R2 și la cele de vârf cu producție 0 în CEE (R5, R6).

Regimul de gol R2

Regimul R2 este un regim de gol de noapte mediu pentru o zi de sărbătoare folosit pentru:

- determinarea limitei superioare a benzilor de tensiune în nodurile de control;

- calcule de stabilitate statica.

Regimul R2 este caracterizat prin depășiri ale nivelului admisibil de tensiune în nodurile RET și RED atât în schemă completă cât și la verificarea criteriului N-1, în comparație cu regimul R3 (considerând mijloacele de reglare a nivelului de tensiune ca în regimul R3).

Pentru reglarea nivelului de tensiune în regimul R2

s-au folosit ca mijloace de reglare modificarea tensiunii la bornele generatoarelor, modificarea ploturilor de funcționare la transformatoarele de sistem;

- comportarea la palierul de GNs a centralelor eoliene este în general în domeniul capacitiv, absorbind putere reactivă din rețeaua electrică din zona Dobrogea;
- s-au considerat conectate toate bobinele de compensare disponibile din SEN (cu excepția unei bobine din Cernavodă) prezentate în anexă 3.9.
- CHE Lotru **confidențial**, CHE Vidraru **confidențial**.
- a fost necesară deconectarea unor linii descărcate LEA 400 kV Urechești – Domnești, LEA 220 kV București Sud – Ghizdaru, c2, LEA 220 kV Alba Iulia-Gâlceag, LEA 400 kV Isaccea Smârdan, c2, LEA 220 kV Mintia – Retezat provizorat
- reglarea tensiunilor din R2 s-a făcut astfel încât acestea să se încadreze în limitele admisibile, atât în schemă completă, cât și la declanșări intempestive, generatoarele pe cărbune sau hidrocarburi să funcționeze pe cât posibil în regim inductiv, iar nivelul tensiunilor în nodurile de control ale RET să fie în limite admisibile.

Regimul de varf R5

Regimul R5 este un regim de vârf seară maxim corespunzător lunilor de iarnă, caracterizat printr-un sold de import de 2200 MW. Producția în CEF și CEE este de 0 MW.

Regimul R5 este caracterizat prin depășiri de tensiune în zonele Moldova și Dobrogea în regimul N fără declanșări, în cazul:

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

Pentru menținerea tensiunilor în limitele admisibile au fost necesare următoarele: conectarea suplimentară față de regimul de baza R3 a bobinelor de compensare din stațiile Gutinaș 400 kV, București Sud 400 kV, ambele bobine în Isaccea 400 kV, a doua bobina în Cernavoda 400 kV și deconectarea bobinei din stația 400 kV Roșiori. Setul de bobine în funcțiune la R5 este prezentat în **confidențial**. De asemenea, pentru menținerea tensiunilor în limitele admisibile a fost necesară comutarea ploturilor transformatoarelor și autotransformatoarelor din SEN față de regimul R3.

Regimul de varf R6

Regimul R6 este un regim de vârf seară corespunzător lunilor de iarnă, cu un sold de import de 1500 MW. Producția în CEF și CEE este de 0 MW.

Regimul R6 este caracterizat prin depășiri de tensiune în zonele Moldova și Dobrogea în regimul N fără declanșări, în cazul:

- menținerii în funcțiune a aceluși set de bobine de compensare,
- cu aceleași tensiuni la bornele generatoarelor și
- cu aceleași ploturi la unitățile de transformare din zonă ca la R3.

Pentru menținerea tensiunilor în limitele admisibile au fost necesare următoarele: conectarea suplimentară față de regimul de baza R3 a bobinelor de compensare din stațiile Suceava 400 kV, Gutinaș 400 kV, Isaccea 400 kV ambele bobine, Cernavoda 400 kV a doua bobina. Setul de bobine în funcțiune la R6 este prezentat în **confidențial**. De asemenea, pentru menținerea tensiunilor în limitele admisibile a fost necesară comutarea ploturilor transformatoarelor și autotransformatoarelor din SEN față de regimul R3.

Stabilirea benzilor de tensiune din nodurile de control ale RET

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

Pentru stațiile care nu sunt în interiorul secțiunilor caracteristice S3, S4, S5, s-au stabilit pentru regimul de funcționare de vârf (R3) în urma unor analize de verificare a criteriului 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 anexa 3.7.

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 2020, declanșarea unui element de rețea poate conduce la regimuri cu tensiuni și curenți în afară limitelor admisibile, posibil a fi rezolvate, fie prin măsuri preventive, fie prin măsuri postavarie. Acestea:

- vor fi incluse în propunerea de schemă normală de funcționare pentru iarna 2020-2021;

sau

- se vor aplica ca abatere de la schemă 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 în funcțiune este făcută de ST-uri având în vedere alternanța sezonieră (semestrială/ lunară). Astfel, unitățile de transformare din stațiile cu mai multe unități de transformare, considerate în schemă de calcul a fi menținute în rezervă sunt:

DET 1:

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

DET 2:

AT1,3 220/110 kV Turnu Măgurele, T3 400/110 kV Gura Ialomiței, AT1 220/110 kV Ghizdaru;

DET 3:

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

DET 4:

AT1 - 200 MVA 220/110 kV Pestiș, AT1 - 200 MVA 220/110 kV Mintia, AT3 - 400 MVA 400/220 kV Mintia, AT1 - 200 MVA 220/110 kV Iaz, T2 - 250 MVA 400/110 kV Oradea Sud

DET 5:

AT2 - 200 MVA 220/110 kV Cluj Florești, AT1 - 200 MVA 220/110 kV Gheorghieni, AT1 - 200 MVA 220/110 kV Ungheni (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

Menținere în rezervă	DET	Măsura de regim privitoare la alte unități de transformare în funcțiune
----------------------	-----	---

Menținere în rezervă	DET	Măsura de regim privitoare la alte unități de transformare în funcțiune
AT4 – 220/110 kV Gutinaș	1	AT2 – 220/110 kV Borzești și AT3 220/110 kV Gutinaș în funcțiune
AT3 400/220 kV Lacu Sărat	1	Cu rotire lunară
AT1 220/110 kV și AT3 220/110 kV Tr. Măgurele	2	AT2 220/110 kV Turnu Măgurele, AT2 220/110 kV Ghizdaru în funcțiune
T3 400/110 kV Gura Ialomiței	2	T4 400/110 kV Gura Ialomiței, T2 – 400/110 kV Pelicanu și AT 220/110 kV Mostiștea în funcțiune
AT1 220/110 kV Ghizdaru	2	AT2 220/110 kV Ghizdaru în funcțiune
AT1 220/110 kV Ișalnița	3	AT2 220/110 kV Ișalnița, AT 220/110 kV Urechești, AT 220/110 kV Sardanești și AT2 220/110 kV Craiova Nord în funcțiune
AT1 220/110 kV Craiova Nord retras din exploatare pentru Rth Craiova Nord	3	AT2 220/110 kV Craiova Nord, AT 220/110 kV Urechești, AT 220/110 kV Sărdănești și AT1 220/110 kV Ișalnița în funcțiune
AT1 220/110 kV Arefu	3	AT2 220/110 kV Arefu, AT1,2 220/110 kV Bradu, AT 220/110 kV Pitesti Sud în funcțiune
AT 220/110 kV Targu Jiu Nord	3	AT 220/110 kV Sardanești, AT 220/110 kV Urechești în funcțiune
AT2 220/110 kV Gradiște	3	AT1 220/110 kV Gradiște, T 400/110 kV Drăgănești Olt în funcțiune
AT1 220/110 kV Pestiș	4	AT2 220/110 kV Pestiș și AT2 220/110 kV Mintia în funcțiune
AT1 220/110 kV Mintia	4	AT2 220/110 kV Mintia și AT2 220/110 kV Pestiș în funcțiune
AT3 400/220 kV Mintia	4	AT4 400/220 kV Mintia în funcțiune
AT1 – 220/110 kV Iaz	4	AT1 220/110 kV Reșița și AT2 220/110 kV Iaz în funcțiune
T2 400/110 kV Oradea Sud	4	T1 400/110 kV Oradea Sud în funcțiune
AT2 220/110 kV Cluj Florești	5	AT1 220/110 kV Cluj Florești și AT 220/110 kV Câmpia Turzii în funcțiune
AT1 220/110 kV Gheorghieni	5	AT2 220/110 kV Gheorghieni în funcțiune
AT1 220/110 kV Ungheni retras din exploatare pentru Rth Ungheni	5	AT2 220/110 kV Ungheni în funcțiune

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

- AT 220/110 kV Munteni va fi retras din exploatare, iar AT1 și AT2 220/110 kV FAI vor fi în funcțiune. RTh Munteni s-a început cu întârziere față de PAR 2020;
- AT2 200 MVA 220/110 kV Dumbrava este retras din exploatare pentru RTh Dumbrava conform PAR 2020;
- 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 Stalpu sunt în funcțiune;
- Trafo1 (vechi) și Trafo2 (nou) 250 MVA 400/110 kV Smârdan sunt considerate în funcțiune în cadrul studiului. Trafo 2 nou 250 MVA 400/110 kV în regim de provizorat pe celulă 400kV BC și celulă 110 kV a vechiului Trafo2 250MVA 400/110 kV.
- Trafo1 250 MVA 400/110 kV Medgidia Sud este retras pentru RTh Medgidia Sud, Trafo2 250 MVA 400/110 kV Medgidia Sud este conectat într-o soluție provizorie, LEA 400 kV Cernavodă –Medgidia Sud funcționează în schemă provizorat bloc cu Trafo2 250 MVA, 400/110 kV printr-un cablu de 400 kV;
- AT1, AT2 200 MVA 220/110 kV Bradu și AT3, AT4 400 MVA 400/220 kV Bradu în funcțiune;
- AT2 220/110 kV Turnu Severin Est este pus în funcțiune; se funcționează cu ambele AT-uri;

- AT1 200 MVA 220/110 kV Hășdat este retras din exploatare pentru RTh; AT2 200 MVA 220/110 kV este retras definitiv din exploatare;
- Trafo4 250 MVA 400/110 kV Drăgănești Olt este disponibil;
- AT1 200 MVA 220/110 kV Craiova Nord este retras din exploatare pentru RTh Craiova Nord; AT2 200 MVA 220/110 kV Craiova Nord este în funcțiune prin CTf 220 kV;
- 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;
- AT1 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 debuclet: LEA 110 kV Fundeni – CET Brazi, derivație Tancabesti deconectată în Fundeni, Afumați – Căciulați deconectată în Afumați și CT 110 kV Solex deconectată (cu următoarea distribuție în stația Solex:

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

Bara 2 Solex: LEA 110 kV Fundeni bara B;

- Bobina de compensare 110 kV din stația Fundeni este disponibilă și în funcțiune la unele regimuri la bară 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 110 kV A, respectiv bară 110 kV B 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 Roșiori – Oradea Sud, se deconectează postavarie Trafo 400/110 kV Oradea Sud aflat în funcțiune;
- LEA 400 kV Cluj Est – Gadalin, se deconectează postavarie Trafo7 250 MVA 400/110 kV Cluj Est (și invers);
- LEA 400 kV Român Nord – Suceava, se deconectează postavarie Trafo2 250 MVA 400/110 kV Suceava (și invers);
- LEA 220 kV Stalpu – Teleajen, se deconectează postavarie AT 200 MVA 220/110 kV Stalpu (și invers);
- LEA 220 kV Roșiori – Vetis se deconectează postavarie AT 200 MVA 220/110 kV Vetis (și invers);
- LEA 220 kV Bradu – Pitești Sud se deconectează postavarie AT 200 MVA 220/110 kV Pitești S. (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 debuclet de zona Constanța-Medgidia, indiferent de producția CEE.

Debuclarea este realizată astfel:

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

Realizarea separării între Tulcea și Constanța-Medgidia permite menținerea producției maxim posibilă a CEE, atât în zona Tulcea, cât și în zona Constanța din exteriorul secțiunii Hârșova-Medgidia (CEE Peștera, Chirnogeni, Cobadin, Pecineaga 2, Mihai Viteazu 1 și Mihai Viteazu 2), la declanșări în RET sau RED.

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

Bucularea zonelor Tulcea și Constanța-Medgidia se realizează în unele scheme de retrageri.

În toate regimurile, conform cerințelor DET 3, se conectează LEA 110 kV Argeș Sud –Jibelea, Valea Danului – CHE Cornetu – derivație CHE Gura Lotrului. LEA 110 kV Poiana Lacului –Căzănești

este deconectată în schema de calcul, dar poate fi conectată pentru un nivel ridicat al producției în CHE-urile din zonă.

În toate regimurile, schema în stația Tariverde este următoarea:

- Bara 1A - 400 kV: Trafo1,3 250 MVA 400/110 kV și LEA 400 kV Constanța N. – Tariverde;
- Bara 2A - 400 kV: Trafo2 250 MVA 400/110 kV și LEA 400 kV Tulcea V. – Tariverde;
- Bara 1 - 110 kV: Trafo1,3 250 MVA 400/110 kV, CEE Fântânele Est, Fântânele Vest;
- Bara 2 - 110 kV: Trafo2 250 MVA 400/110 kV, CEE Cogeașlac,

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 Cogeașlac 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 $I_{TC}=800 A$, la declanșarea acestei singure unități de transformare. 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 transformator 400/110 kV în stația Sibiu Sud. Cel de-al doilea T 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 Târnăveni – Mediaș conectată;
5. CC 110 kV Târnăveni conectată 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 - M. Sibiului - Petrești conectată;
10. CT 110 kV Vascau conectată;
11. LEA 110 kV Salonta – Ch. Cris conectată.

În toate regimurile se funcționează cu CL, CTA și CTB 110 kV Brașov în rezervă, cu cuplurile 110 kV Zizin și Sfântu Gheorghe conectate.

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

Regim R1

D1 Regimul R1 este un regim de vârf seară zi de lucru toamna, corespunzător lunii octombrie. Palierul de consum este de 9200 MW, în condițiile unui sold de export de 800 MW. Producția CEF este de 0 MW, iar producția CEE este de 2906 MW.

D2 Regimul R1 este caracterizat prin depășiri ale nivelului de tensiune în zonele de rețea din Moldova și București în regimul cu N elemente în funcțiune. Pentru menținerea tensiunilor în limitele admisibile au fost necesare măsuri de comutare a ploturilor unităților de transformare 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 – Bălțăgești (după limitare, curentul pe LEA fiind de cca. 528 A);

D4 Verificarea criteriului (N-1) în RET, pe schema cu N elemente în funcțiune, conduce la încărcarea peste limita admisibilă a:

- 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;

- LEA 110 kV IFA – Domnești la declanșarea AT4 (AT3) 400 MVA, 400/220 kV București Sud;
- LEA 110 kV Gura Ialomiței – Bălțăgești la declanșarea LEA 400 kV Tulcea Vest – Isaccea;

Pentru respectarea criteriului N-1 se aplică următoarele măsuri:

- conectarea LEA 110 kV Pogoanele – Jugureanu;
- conectarea LEA 110 kV Valea Călugărească – Urziceni;
- conectarea LEA 110 kV Rm. Sărat – Costieni;
- conectarea CT Liești și a LEA 110 kV Liești – Măxineni;
- se limitează **confidențial** pentru respectarea curentului maxim admisibil pe LEA 110 kV Gura Ialomiței-Bălțăgești;
- se recomandă: consumul stației 110 kV Domnești să se alimenteze din bara 1 și/sau să se treacă consumul stației 110kV Mașini Grele de pe bara B pe barele A și C;

D5 Verificarea criteriului (N-1) în RET, pe schema cu N elemente în funcțiune, conduce la încărcarea peste limita admisibilă a LEA 110 kV Medgidia Nord – Mircea Vodă Nord, la declanșarea LEA 110 kV Mircea Vodă – Medgidia Sud. Pentru a scădea încărcarea pe această linie, se limitează **confidențial**

D6 În regimul R1 sunt necesare măsuri postavarie:

Contingență	Element critic	Depășire	Măsuri postavarie
AT3 (AT4) – 400 MVA, 400/220 kV București Sud	AT4 (AT3) – 400 MVA, 400/220 kV București Sud	124.9% S_n	- se verifică că este conectată LEA 110 kV Pogoanele – Jugureanu; - se verifică că este conectată LEA 110 kV Valea Călugărească – Urziceni; - se conectează LEA 110 kV Râmnicu Sărat – Costieni; - se conectează CT 110 kV Turnu Măgurele; După aplicarea acestor măsuri topologice, încărcarea scade la 122.7% S_n . confidențial

D7 În regimul R1 deficitele zonelor din București sunt:

Zona	Sud	Vest	Fundeni
Deficit [MW]	confidențial		

D8 În regimul R1 excedentele / deficitele zonelor Dobrogea, Moldova și Ardeal sunt:

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

Regim R2

D1 Regimul R2 este un regim de gol de noapte mediu pentru o zi de sărbătoare corespunzător lunii octombrie, din punct de vedere al palierului de consum și acoperirii acestuia, dar este asimilat întregului sezon de iarnă 2020-2021. Palierul de consum este 5200 MW, în condițiile unui sold de export de 400 MW.

Producția în CEF este de 0 MW, iar producția CEE este de 1665 MW.

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

- conectarea tuturor bobinelor de compensare disponibile din SEN, cu excepția unei bobine de compensare din cele două din CNE Cernavodă; se menționează că, în afară de bobinele de compensare disponibile în sezonul de vară 2020, au fost considerate disponibile și în funcțiune bobinele de compensare din stațiile 400 kV Țânțăreni (semistația A, de unde a fost relocată o bobină către Sibiu Sud) și Bradu; nu s-au considerat încă disponibile bobinele de compensare din Domnești 110 kV;
- 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 R2 a fost necesară, în plus față de cele de mai sus, deconectarea unor linii descărcate, anume:

- LEA 220 kV Alba Iulia – Gâlceag (conform balanței prognozate pentru regimul R2 nu sunt grupuri în funcțiune în CHE Galceag);
- LEA 220 kV Mintia – Retezat provizorat (conform balanței prognozate pentru regimul R2 nu sunt grupuri în funcțiune în CHE Răul Mare Retezat);
- LEA 400 kV Domnești – Urechești;
- LEA 220 kV București Sud – Ghizdaru

Se menționează că LEA 400 kV Isaccea-Smârdan, c2 este considerată retrasă din exploatare pentru RTh Smârdan.

D4 În regimul R2 deficitele zonelor din București sunt:

Zona	Sud	Vest	Fundeni
Deficit [MW]		confidențial	

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

Zona	Harșova-Medgidia	Dobrogea	S6	S5	S4
Excedent [MW]			confidențial		

D6 În regimul R2 producția CEE este limitată la 1665 MW din considerente de balanță de puteri. Puterea maximă în CEE la nivelul SEN care se poate produce cu respectarea criteriului (N – 1) este de 2820 MW pentru regimul R2, dacă se consideră un sold de export de 1550 MW.

Regim R3

D1 Regimul R3 este un regim de vârf seară iarnă zi lucru, corespunzător întregului sezon iarnă 2020-2021.

Palierul de consum este 9200 MW, în condițiile unui sold de export de 600 MW.

Producția CEF=0 MW.

Producția CEE se determina pornind de la valoarea maximă $P_{disp.net}=2906$ MW, astfel încât să fie respectat criteriul N-1 (considerând curenții maximi admisibili în regim de durată corespunzători temperaturii mediului ambiant de **15-20°C**).

D2 În regimul R3 s-a determinat puterea maximă ce se poate evacua din CEE din SEN, în condițiile menționate anterior, față de puterea instalată a CEE din SEN, de **2906** MW (vezi tabelele 3.2 și 3.3, care reprezintă CEE dispecerizabile modelate).

Se menționează că s-a considerat pentru LEA 110 kV Gura Ialomiței – Bălțăgești, I_{adm} corespunzător secțiunii conductoarelor active de racord al celei până stâlpul nr. 1 din stația Gura Ialomiței de 185 mm² și LEA 110 kV Basarabi deconectată în Bălțăgești.

În zona Dobrogea liniile de buclă racordate în stațiile 110 kV Medgidia Sud și Tulcea Vest sau în zona acestora au fost considerate în starea actuală, adică având secțiunea de 185 mm², cu excepția liniilor reconductorate 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 MW	Dobrogea 110 kV			L.Sărat, Smârdan 110 kV	Tariverde	Stupina, Rahman	Bălțăgești G.Ialomiței (include CEE Pantelimon)	Moldova Banat	SEN
	1087								
	CEE Peștera, Chirnogeni, Cobadin, Pecineaga 2, Mihai Viteazu (1 si 2)	Harșova- Medgidia	Tulcea						
P _{inst.CEE} (disp.net)	295	311	481	146	585	590	250	248	2906

Măsurile topologice și de dispecerizare a producției utilizate în calculele de determinare a puterii maxim admisibile a CEE ce poate fi evacuată în condiții de siguranță din CEE, sunt următoarele:

Pentru schema cu N elemente în funcțiune:

- se limitează **confidențial**, pentru reducerea curentului pe LEA 110 kV Gura Ialomiței-Bălțăgești, de la cca. 573 A la cca. 525 A, deci sub limita admisibilă;
- se menționează că nu se **confidențial**, deoarece curentul pe LEA 110 kV Topolog-Tulcea Vest, este în regimul R3 sub limita admisibilă;

După considerarea acestei limitări, verificarea criteriului N-1 în RED pe schema cu N elemente în funcțiune impune limitare suplimentară preventivă a producției CEE din zona Harșova-Medgidia. Contingența critică este declanșarea LEA 110 kV Mircea Vodă – Medgidia Sud, care încarcă 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 530 A= $I_{adm20°C}$, 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**, situație care corespunde unui excedent maxim admisibil al acestei zone de **confidențial**.

După considerarea acestor limitări, la verificarea criteriului 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;
 - LEA 110 kV Făgăraș – Hoghiz la declanșarea Trafo4 – 250 MVA, 400/220 kV Sibiu Sud;
- Pentru respectarea criteriului N-1 se aplică următoarele măsuri:

Pentru zona S6:

- 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;

Se menționează că setul de măsuri format din conectarea LEA 110 kV Pogoanele – Jugureanu și LEA 110 kV Valea Călugărească-Urziceni este acceptabilă, la limită, depășirea menținându-se în rețeaua de transport, pe LEA 220 kV Barboși – Filești. Conform recomandărilor RAF, având în vedere circulația pe LEA 400 kV Gutinaș – Smârdan în regimul fără declanșări (peste 730 MW), 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 – ICM Tecuci.

Setul complet de măsuri conduce la respectarea criteriului N-1 în zona secțiunii S6, pentru o temperatură a mediului ambiant de 15°C.

Se menționează de asemenea că trecerea în rezervă a LEA 110 kV Cudalbi – Tecuci conduce la descărcarea LEA 110 kV Mărășești – ICM Tecuci, până la respectarea criteriului N-1 pentru o temperatură a mediului ambiant de 20°C.

Pentru zona S4:

-în condițiile ipotezei de acoperire a palierului de consum și a soldului, deficitul ridicat al secțiunii S4 are ca efect încărcarea LEA 110 kV Făgăraș – Hoghiz, dar, prin **confidențial**, aceasta este menținută în limita admisibilă corespunzătoare temperaturii de 15°C.

Reducerea producției de la cca. 2906 MW la cca. 2845 MW este identificată ca fiind cea mai mică posibilă în condițiile schemei de calcul și în ipoteza de palier de consum (9200 MW) și sold (export 600 MW) considerată.

Evoluția puterii maxime determinate ca s-ar putea evacua din CEE în condiții de siguranță, în ipotezele de palier de consum și sold ale fiecărui 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
P _{max} adm CEE [MW]	confidențial	confidențial	confidențial	confidențial	confidențial	confidențial	confidențial	confidențial	confidențial	2845
Sold export [MW]	1000	800	1250	1000	1000	1000	1000	800	1000	800
P _c [MW]	7700	9000	7800	9300	8000	9300	8000	9400	8100	9200

Se menționează că nu s-au desfășurat reconducători noi în perioada scursă de la precedentul studiu de vară. Reconducerea LEA 110 kV Medgidia Nord-Mircea Vodă Nord ar ridica nivelul până la care se limitează producția CEE din zona Hârșova-Medgidia. Această linie este cea care, după aplicarea tuturor măsurilor prezentate mai sus, impune limitarea producției CEE din zona Hârșova-Medgidia, încărcându-se peste limita termică la declanșarea LEA 110 kV Mircea Vodă – Medgidia Sud.

Consumul combinatului Liberty Galați în sezonul analizat este considerat de cca. 122 MW, alimentat din barele 110 kV ale stației Barbosi **confidențial** și Smârdan **confidențial**.

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

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

MW	1034			Sărat, Smârdan 110 kV		Rahman	G.Ialomiței (include CEE Pantelimon)	Banat	
	CEE Peștera, Chirnogeni, Cobadin, Pecineaga 2, Mihai Viteazu (1 si 2)	Harșova- Medgidia	Tulcea						
P_{max.CEE}	confidențial	confidențial	confidențial	confidențial	confidențial	confidențial	confidențial	confidențial	cca. 2845

Zone
--

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

D3 În regimul R3 sunt necesare măsuri postavarie.

Contingență	Element critic	Depășire	Măsuri postavarie
AT3 (AT4) – 400 MVA, 400/220 kV București Sud	AT4 (AT3) – 400 MVA, 400/220 kV București Sud	112% S_n	-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. 109% S_n . - confidențial

D4 În regimul R3 deficitul zonelor din București sunt:

Zona	Sud	Vest	Fundeni
Deficit [MW]	confidențial		

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

Zona	Harsova-Medgidia	Dobrogea	S6	S5	S4
Excedent [MW]	confidențial				

Regim R4

D1 Regimul R4 este un regim de vârf dimineată de iarnă. Palierul de consum este 9000 MW, în condițiile unui sold de import de 700 MW. Producția în CEF este de 400 MW iar în CEE este de 1100 MW.

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

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

Pentru menținerea tensiunilor în limitele admisibile au fost necesare următoarele: conectarea suplimentară față de regimul de baza R3 a bobinelor de compensare din stațiile Gutinaș 400 kV, București Sud 400 kV, Dârste 400 kV, Bradu 400 kV, o bobină în Isaccea 400 kV și deconectarea bobinei din stația 400 kV Roșiori. Setul de bobine în funcțiune la R4 este prezentat în **confidențial**. De asemenea, pentru menținerea tensiunilor în limitele admisibile a fost necesară comutarea ploturilor transformatoarelor și autotransformatoarelor din SEN față de regimul R3.

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

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

Contingentă	Element critic	Depășire
AT 400 MVA, 400/220 kV Roșiori	AT1 400 MVA, 400/220 kV Iernut T7 250 MVA, 400/110 kV Cluj Est	110%Sn 102%Sn
AT1 400 MVA, 400/220 kV Iernut	T7 250 MVA, 400/110 kV Cluj Est	111%Sn
T7 250 MVA, 400/110 kV Cluj Est	AT1 400 MVA, 400/220 kV Iernut	101%Sn

Pentru respectarea criteriului N-1 la declanșări în S4 au fost necesare următoarele măsuri: în Copșa Mică s-a conectat LEA 110 kV Mediaș, în Târnăveni s-a adus în rezerva caldă LEA 110 kV Mediaș, în stația Lechința s-a conectat LEA 110 kV Deda, în stația Hoghiz s-a adus în funcțiune CTA – 110 kV.

D4 În regimul R4 deficitul zonelor din București sunt:

Zona	Sud	Vest	Fundeni
Deficit [MW]	confidențial		

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

Zona	Harsova-Medgidia	Dobrogea	S6	S4	S5
Excedent [MW]	confidențial				

Regim R5

D1 Regimul R5 este un regim de vârf seară maxim corespunzător lunilor de iarnă (noiembrie 2020 – martie 2021). Palierul de consum este de 9800 MW, în condițiile unui sold de import de 2200 MW.

Producția în CEF și CEE este de 0 MW. În acest regim producția în centralele termoelectrice și hidroelectrice este la un nivel mai ridicat față de celelalte regimuri, pentru a compensa lipsa producției din CEE și CEF.

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

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

Pentru menținerea tensiunilor în limitele admisibile au fost necesare următoarele: conectarea suplimentară față de regimul de baza R3 a bobinelor de compensare din stațiile Gutinaș 400 kV, București Sud 400 kV, ambele bobine în Isaccea 400 kV, a doua bobina în Cernavoda 400 kV și deconectarea bobinei din stația 400 kV Roșiori. Setul de bobine în funcțiune la R5 este prezentat în **confidențial**. De asemenea, pentru menținerea tensiunilor în limitele admisibile a fost necesară comutarea ploturilor transformatoarelor și autotransformatoarelor din SEN față de regimul R3.

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

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

Contingență	Element critic	Depășire
AT 400 MVA, 400/220 kV Roșiori	AT1 400 MVA, 400/220 kV Iernut T7 250 MVA, 400/110 kV Cluj Est	102% S_n 106% S_n
AT1 400 MVA, 400/220 kV Iernut	AT 400 MVA, 400/220 kV Roșiori T7 250 MVA, 400/110 kV Cluj Est	113% S_n 101% S_n
T7 250 MVA, 400/110 kV Cluj Est	AT 400 MVA, 400/220 kV Roșiori	105% S_n
LEA 400 kV Roșiori – Oradea	AT 400 MVA, 400/220 kV Roșiori	105% S_n
LEA 400 kV Roșiori – Mukacevo	LEA 110 kV CET Arad – Șofronea Tensiuni sub limita admisibilă în RET	123% I_{adm} 20°C
LEA 400 kV Roșiori – Gădălin	AT 400 MVA, 400/220 kV Roșiori	123% S_n
T4 250 MVA 400/110 kV Sibiu Sud	LEA 110 kV Sebeș – Petrești LEA 110 kV Orlat – Miercurea Sibiului	108% I_{adm} 20°C 102% I_{adm} 20°C
T1 250 MVA 400/110 kV Oradea Sud	AT 400 MVA, 400/220 kV Roșiori	106% S_n
LEA 400 kV Constanța Nord – Cernavodă	T2 250 MVA 400/110 kV Medgidia Sud	102% S_n
LEA 220 kV Fântânele – Ungheni	AT1 200 MVA, 220/110 kV Ungheni	105% S_n
LEA 220 kV Stâlpul – Teleajen	LEA 110 kV Valea Călugărească – Urlești	103% I_{adm} 20°C
AT3 200 MVA, 220/110 kV Iernut	AT1 200 MVA, 220/110 kV Ungheni	105% S_n
AT1 200 MVA, 220/110 kV Ungheni	AT3 200 MVA, 220/110 kV Iernut	105% S_n
LEA 400 kV Cluj Est – Gădălin	AT 400 MVA, 400/220 kV Roșiori	105% S_n

Pentru respectarea criteriului N-1 la declanșarea LEA 220 kV Stâlp – Teleajen au fost necesare următoarele măsuri:

-conectarea preventivă a LEA 110 kV Pogoanele – Jugureanu și LEA 110 kV Râmnicu Sărat – Costieni;

Pentru respectarea criteriului N-1 la declanșarea LEA 400 kV Constanța Nord – Cernavodă au fost necesare următoarele măsuri:

-Postavarie, se conectează LEA 110 kV Baia – Mihai Viteazu cu derivație Fântânele, LEA 110 kV Stejaru – Mihai Viteazu și LEA 110 kV Hârșova – Topolog cu derivație Cișmeaua Nouă.

Pentru respectarea criteriului N-1 la declanșări în S4 au fost necesare următoarele măsuri:

-în Copșa Mică s-a conectat LEA 110 kV Mediaș, în Târnăveni s-a adus în rezerva caldă LEA 110 kV Mediaș, în stația Lechința s-a conectat LEA 110 kV Deda, în stația Hoghiz s-a adus în funcțiune CTA – 110 kV, în stația Baciș s-a adus în funcțiune LEA 110 kV Baia Mare 3, s-a conectat LEA 110 kV Tăuni – Blaj, s-a conectat LEA 110 kV Tușnad – Valea Crișului, s-a conectat LEA 110 kV Campia Turzii – Aiud – derivație IMA și CL 110 kV Ocna Mures, în stația Oradea Sud s-a conectat T2 – 250 MVA, în stația Salonta s-a adus în rezervă caldă LEA 110 kV Chișineu Criș.

Pentru respectarea criteriului N-1 la declanșarea AT1 400 MVA, 400/220 kV Iernut și LEA 400 kV Roșiori – Oradea au fost necesare următoarele măsuri:

- Postavarie **confidențial**

Pentru respectarea criteriului N-1 la declanșarea LEA 400 kV Roșiori – Gădălin au fost necesare următoarele măsuri:

- Postavarie se va aduce în rezerva caldă LEA 220 kV Iernut – Baia Mare 3 și **confidențial**

D4 În regimul R5 deficitul zonelor din București sunt:

Zona	Sud	Vest	Fundeni
Deficit [MW]	confidențial		

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

Zona	Harsova-Medgidia	Dobrogea	S6	S5	S4
Deficit [MW]	confidențial				

Regim R6

D1 Regimul R6 este un regim de vârf seară corespunzător lunilor de iarnă (noiembrie 2020 – martie 2021). Palierul de consum este 9800 MW, în condițiile unui sold de import de 1500 MW. Producția în CEF și CEE este de 0 MW. În acest regim producția în centralele termoelectrice și hidroelectrice este **confidențial**.

D2 Regimul R6 este caracterizat prin depășiri de tensiune în zonele Moldova și Dobrogea în regimul N fără declanșări, în cazul:

- menținerii în funcțiune a aceluiași set de bobine de compensare,
- cu aceleași tensiuni la bornele generatoarelor și
- cu aceleași ploturi la unitățile de transformare din zonă că la R3.

Pentru menținerea tensiunilor în limitele admisibile au fost necesare următoarele: conectarea suplimentară față de regimul de baza R3 a bobinelor de compensare din stațiile Suceava 400 kV, Gutinas 400 kV, Isaccea 400 kV ambele bobine, Cernavodă 400 kV a două bobina. Setul de bobine în funcțiune la R6 este prezentat în anexă 3.9. De asemenea, pentru menținerea tensiunilor în limitele admisibile a fost necesară comutarea ploturilor transformatoarelor și autotransfomatoarelor din SEN față de regimul R3.

D3 În regimul R6, se verifică respectarea criteriului de siguranță pentru o temperatură a mediului ambiant de 20°C, pentru a putea declara regimul admisibil, în ipoteza de acoperire a palierului de consum și soldului propus.

La verificarea criteriului N-1 pe schemă cu N elemente în funcțiune, în RET nu rezultă depășiri.

D4 În regimul R6 deficitele zonelor din București sunt:

Zona	Sud	Vest	Fundeni
Deficit [MW]	confidențial		

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

Zona	Hârșova-Medgidia	Dobrogea	S6	S5	S4
Deficit [MW]	confidențial				

3.3.4. Analizaregimurilor de funcționare în scheme cu retrageri

Precizări

1. În toate regimurile, la retragerea din exploatare a LEA 400 kV București Sud – Pelicanu sau LEA 400 kV Pelicanu – Cernavodă, se deconectează Trafo2 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

3, La retragerea din exploatare a LEA 220 kV Barboși – Focșani Vest sau a LEA 220 kV Barboși –Filești, simultan cu declanșarea celeilalte linii nu se respectă criteriul N-1, combinatul Liberty Galați insularizandu-se pe grupurile din CET Galați.

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

zona Fundeni: pe AT1 și AT2 220/110 kV Fundeni;

zona Sud: pe AT1 și AT2 200 MVA 220/110 kV București Sud, CLT 110 kV Progresu, LEA 110 kV Lehliu – Tamadau;

zona Vest: pe LEA Domnești – Bujoreni circ.1 și circ.2, LES 110 kV Domnești – Militari circ.1 și circ.c2, 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, Sibiu Sud – Iernut, LEA 220 kV Alba Iulia – Cluj Florești, Stejaru – Gheorgheni, CL 110 kV Ocna Mureș și LEA 110 kV Câmpia Turzii – Aiud – derivație IMA, LEA 110 kV Tușnad – Valea Crișului, Tăuni – Blaj, Salonta – Chișineu Cris, 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, București Sud – Gura Ialomiței, București Sud –Pelicanu, Rahman – Dobrudja, Stupina – Varna, LEA 220 kV Barboși – Focșani Vest, LEA 110 kV Dragoș Vodă – Slobozia Sud, Valea Călugărească – Urziceni.

3.4. Managementul congestiilor

confidențial

3.5. Capacitati nete de schimb ale SEN (NTC)

3.5.1. Valori NTC sezoniere maxime negarantate

S-au calculat capacități nete de schimb sezoniere pentru iarnă 2020-2021 pentru SEN funcționând interconectat cu rețeaua europeană continentală sincronă, incluzând sistemul electroenergetic ale zonei de Vest a Ucrainei și sistemul electroenergetic al Turciei. Liniile de interconexiune ale SEN considerate în cadrul analizei sunt:

- LEA 400 kV Porțile de Fier-Djerdap;
- LEA 400 kV Roșiori-Mukacevo;
- LEA 400 kV Țânțăreni-Kozlodui (circ.1 în funcțiune, circ. 2 în rezervă);
- LEA 400 kV Rahman-Dobrudja;
- LEA 400 kV Stupina-Varna;
- LEA 400 kV Arad-Sandorfalva;
- LEA 400 kV Nadab-Bekescsaba.

Calcululele s-au făcut pe un regim derivat din R4, 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 iarnă 2020-2021, rezultat în urmă alinierii aplicate pentru zona Europei Continentale (RG CE) în cadrul grupei de lucru NM&FT (ENTSO-E): import 815 MW;

- consumul corespunde unui palier de vârf dimineață iarnă zi de lucru de 9200 MW (conform balanței aferente modelului furnizat pentru realizarea modelului sezonier de iarnă 2020-2021);

- acoperirea consumului și soldului se face conform unei balanțe similare cu cea utilizată pentru modelul transmis de Transelectrica în vederea realizării modelului sezonier pentru iarnă 2021. Față de balanță corespunzătoare regimului R4, s-au pus în funcțiune grupuri în CTE Iernut, CHE Sugag și avalul corespunzător, CHE Galceag, CHE Remeti și CHE Munteni și s-au adus palierul de consum și soldul la nivelul modelului sezonier de iarnă 2020-2021;

- 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 2413 MW;

RS: sold import 412 MW;

BG: sold import 15 MW;

UA: sold export 199 MW;

S-a constituit o ipoteza de BCE (Base Case Exchange) sezonier, unde sunt considerate următoarele schimburi pe grante pentru grantele RO:

RO -> HU: -100 MW;

RO -> RS: -100 MW;

RO -> BG: -100 MW

RO -> UA: -515 MW.

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

- modul de calcul este același; se verifică criteriul N-1 și se determină limitele impuse de echipamente și de reglajele protecțiilor/automaticilor în funcțiune, considerând scenariile de schimb
- deoarece scenariile presupun schimburi simultane pe toate grantele, se consideră TRM egal cu 400 MW pe interfață RO, câte 100 MW pe fiecare granta. Acest lucru este valabil atât la import,

cât și la export. Este o ipoteză care este mai severă față de cea luată în calcul la determinarea valorilor ferme de export unde TRM este 300 MW;

- limita admisibilă pentru LEA 400 kV Porțile de Fier-Djerdap este de 1600 A. Valoarea este dată de curentul nominal al TC din stația Porțile de Fier I. TC permite o încărcare de până la 120%In.

Chestiuni abordate diferit la calculele valorilor NTC maxime negarantate față de calculele valorilor

NTC lunare ferme:

- la verificarea criteriului N-1 nu a fost considerată și declanșarea simultană a circuitelor liniilor dublu circuit.

- nu au loc alocări successive pe mai multe granițe, care în realitate ar determina solicitarea mai intensă a anumitor linii interne sau de interconexiune (exemplu: la calculele de export negarantat nu se consideră suplimentar un schimb RS -> HU care parțial ar încărca și linii interne și de interconexiune din RO; altfel exprimat $RO \rightarrow RS + RS \rightarrow HU = RO \rightarrow HU$);

- nu au loc creșteri simultane ale schimburilor printr-o interfață multilaterală incluzând și granițe ale RO (exemplu: la calculele de export nu se consideră interfață RO+BG);

- scenariile implică simultan toate granițele RO, atât la import, cât și la export; astfel circulațiile aferente acestor schimburi se repartizează pe mai multe direcții/căi; se menționează că la calculele lunare de import din ultimul an s-a utilizat tot un scenariu care implică simultan toate granițele RO, astfel încât valorile NTC lunare de import se ridică la valori apropiate de cele maxime negarantate;

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

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

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

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

	Contingenta	Element critic
Export RO	1) LEA 400 kV Porțile de Fier – Djerdap	LEA 400 kV Țânțăreni – Kozlodui circ. aflat în funcțiune
Import RO	1) LEA 400 kV Roșiori – Mukacevo	Axa 110 kV Arad – Oradea Vest
	2) LEA 400 kV Roșiori – Gădălin	AT – 400 MVA, 400/220 kV Roșiori
	3) AT – 400 MVA, 400/220 kV Roșiori	Trafo 7 – 250 MVA, 400/110 kV Cluj Est

Valorile NTC maxime indicative negarantate în interfață de interconexiune a SEN pentru iarna 2020-2021 sunt prezentate în tabelul următor:

Scenarii NTC	exp1/ imp1	exp2/ imp2	exp3/ imp3	exp4/ imp4	exp5/ imp5
Regim	R4-NTC	R4-NTC	R4-NTC	R4-NTC	R4-NTC
Contingente critice export	1	1	1	1	1
Contingente critice import	1,2 (3)	1,2 (3)	1,2 (3)	1,2 (3)	1,2 (3)
Export RO	2500	2400	2550	2550	2600
Import RO	2700	2800	2650	2650	2650
RO->HU	700	700	700	700	700
HU->RO	700	700	700	700	700
RO->RS	600	600	600	600	650
RS->RO	700	700	700	700	700
RO->BG	1000	1000	1000	1000	1000
BG->RO	1000	1000	1000	1000	1000
RO->UA	200	100	250	250	250
UA->RO	300	400	250	250	250

Concluzii:

➤ Scenarii de export:

- Contingența este în toate cazurile este LEA 400 kV Porțile de Fier – Djerdap, iar elementul critic este LEA 400 kV Țânțăreni – Kozlodui circ.1 (circ.2).

Faptul că elementul critic nu este LEA 400 kV Porțile de Fier – Djerdap, este determinat de faptul că limita admisibilă pe LEA 400 kV Porțile de Fier – Djerdap este de 1600 A, este dată în sezonul de iarnă de TC din stația Porțile de Fier I și nu de setarea protecțiilor temporizate la 20 min pe liniile racordate la CHE Djerdap la 1300 A, așa cum se întâmplă pe timp de vară. În plus s-a considerat că TC din stația Porțile de Fier I se poate încărca pe termen scurt până la o valoare de $120\%I_{TC}$; de asemenea TC-urile din stația Țânțăreni, elementele critice din prezenta analiză, sunt considerate ca având limita admisibilă de $120\%I_{TC}$;

Există și alte linii a căror declanșare încarcă elementul critic, dar la o valoare inferioară față de declanșarea LEA 400 kV Porțile de Fier – Djerdap, printre ele fiind LEA 400 kV Stupina – Varna, LEA 400 kV Rahman – Dobrudja;

- În ceea ce privește analiza diverselor scenarii de schimb aplicate se constată că valoarea capacității de export este maximă atunci când procentul schimburilor comerciale cu BG este minim și cu HU în special, dar și cu RS este maximă (Scenariile 5 și 4, RS +HU=70%). Această concluzie trebuie corelată și cu ipoteza din modelul inițial de export, în care exportul preponderent este către BG;

- Rezultatele din scenariile de export nu sunt influențate semnificativ de producția din CHE Porțile de Fier I, respectiv CHE Djerdap (550 MW+790 MW), datorită limitei admisibile de iarnă pe LEA 400 kV Porțile de Fier – Djerdap, precum și faptului că în regimul analizat, R4-NTC, RS și BG au sold de import;

- La calculele de export, la fel ca la cele de determinare a valorilor NTC lunare ferme, nu s-a considerat participarea la procesul de export a grupurilor din CHE Porțile de Fier I

➤ Scenarii de import:

- Contingentele critice sunt LEA 400 kV Roșiori – Mukacevo, LEA 400 kV Roșiori – Gădălin, AT – 400 MVA 400/220 kV Roșiori;

- 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 920 MW. Structura de producție a regimului utilizat în calcule (R4-NTC) acoperă un palier de consum VDI ridicat, de 9200 MW și un sold de import de 815 MW, conform prognozei făcute cu ocazia solicitării pentru realizarea modelului sezonier de iarnă 2021 la nivel ENTSO-E;

- Se menționează că cele mai ridicate valori NTC lunare ferme de import din lunile de iarnă din ultimele sezoane se ridică la un nivel apropiat de cele maxime negarantate sezoniere de import.

La ambele tipuri de calcule nu sunt considerate în desfășurare retrageri programate din exploatare, iar ipoteza privind tipul de scenariu este aceeași (au loc creșteri simultane ale schimburilor doar prin interfața formată din granițele RO).

La calculele lunare ferme din lunile de iarnă modelul de rețea are în general un sold prognozat aprobat apropiat de valoarea 0, eventual cu un import nu prea mare, în timp ce la cel sezonier de iarnă 2020-2021 acesta este de import mult mai mare (815 MW), ceea ce are un efect de reducere a valorilor maxime determinate (datorită modelului inițial de import).

Modelul de rețea extern utilizat la calculele lunare ferme din lunile de iarnă este complet diferit de cel utilizat la calculele de determinare a valorilor NTC maxime negarantate, datorită soldurilor prognozate ale OTS vecine, astfel încât pot rezulta circulații foarte diferite pe anumite linii. Spre exemplu, circulația pe LEA 400 kV Roșiori – Mukacevo este de peste 600 MW la calculele valorilor NTC maxime negarantate, în timp ce la cele lunare a fost de cca. 300-350 MW.

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

- structura importului cu cote mari dinspre Bulgaria (scenariul 2) determină creșterea valorilor NTC în comparație cu toate celelalte scenarii;
- creșterea importului dinspre HU sau RS în detrimentul celui dinspre BG (scenariile 3 și 5, respectiv 4) are ca efect scăderea capacității de import a RO.

3.5.2. Valori NTC lunare/ sublunare ferme

Pentru fiecare luna se calculează și furnizează pentru piață în luna anterioară 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 prognozate;
- reglajul protecțiilor și al automatizărilor 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 succesive, cu o rezoluție la nivel de săptămână/ zi care permite utilizarea în licitațiile cu o zi înainte și 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. Capacitățile suplimentare se pot alocă zilnic în licitațiile comune cu Serbia și Bulgaria și pe piață cuplată 4M MC pentru granița cu Ungaria, și în licitațiile intrazilnice.

Valorile NTC lunare ferme armonizate cu partenerii de interconexiune pentru luna octombrie 2020 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 STATICE

Determinarea puterilor admisibile în secțiunile caracteristice

Condiții generale

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

Calcululele s-au efectuat pentru scheme cu N, N-1 elemente în funcțiune în ipoteza de balanță R3 (vârf de seară), R6 (vârf de seară) și R2 (gol) cu verificarea criteriului N-1. Pentru fiecare din aceste scheme s-a verificat stabilitatea statică în schema de durată în cazul declanșării unui element din zona care afectează secțiunea, și respectarea criteriului de siguranță.

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

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

Valorile indicate în tabele corespund cazurilor de retrageri din exploatare descrise la fiecare regim și unei structuri de grupuri în funcțiune 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 repartitie a puterilor produse. Aceste modificări sunt necesare a fi analizate la programarea regimurilor zilnice.

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

Benzile admisibile de tensiune conform Cod RET sunt:

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

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

S-a considerat balanța de producție cu U1 și U2 CNE Cernavodă în funcțiune în regimurile R2, R3 și R6.

4.1 Secțiunea S1

Calcululele s-au efectuat pentru scheme cu N, N-1 elemente în funcțiune în ipoteza de balanță R3 cu producție în CEE și cu două unități în CNE Cernavodă. Excedentul inițial al secțiunii este de cca. 1236 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 $P_{8\%}=3610$ MW iar puterea admisibilă în secțiune este de 1920 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 $P_{8\%}=3700$ MW iar puterea admisibilă în secțiune este de 1610 MW, valoare peste care apar suprasarcini pe LEA 110 kV IFA – Domnești.
- La declanșarea LEA 400 kV Porțile de Fier – Djerdap, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=3620$ MW iar puterea admisibilă în secțiune este de 1950 MW, valoare peste care apar suprasarcini pe LEA 110 kV IFA – Domnești.
- La declanșarea LEA 400 kV Țânțăreni – Sibiu Sud, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=3270$ MW iar puterea admisibilă în secțiune este de 1970 MW, valoare peste care apar suprasarcini pe LEA 110 kV IFA – Domnești.
- La declanșarea unei unități CNE Cernavodă, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=4260$ MW iar puterea admisibilă în secțiune este de 1950 MW, valoare peste care apar suprasarcini pe LEA 110 kV IFA – Domnești.
- La declanșarea LEA 400 kV Urechești – Domnești, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=3630$ MW iar puterea admisibilă în secțiune este de 1970 MW, valoare peste care apar suprasarcini pe LEA 110 kV IFA – Domnești.
- La declanșarea LEA 400 kV Slatina – București Sud, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=3680$ MW iar puterea admisibilă în secțiune este de 1950 MW, valoare peste care apar suprasarcini pe LEA 110 kV IFA – Domnești.

4.2. Secțiunea S2

Calcululele s-au efectuat pentru scheme cu N, N-1 elemente în funcțiune în ipoteza de balanța R6 fără producție în CEE și CEF. Inițial secțiunea S2 are un deficit de 1895 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 $P_{8\%}=3460$ MW iar puterea admisibilă în secțiune este de 2350 MW, valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 110 kV IFA – Domnești.
- La declanșarea LEA 400kV Țânțăreni – Bradu, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=3290$ MW iar puterea admisibilă în secțiune este de 2310 MW, valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 110 kV IFA – Domnești.
- La declanșarea unei unități CNE Cernavodă, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=4220$ MW iar puterea admisibilă în secțiune este de 2330 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 $P_{8\%}=3440$ MW iar puterea admisibilă în secțiune este de 2330 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 $P_{8\%}=3470$ MW iar puterea admisibilă în secțiune este de 2490 MW, valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 110 kV IFA – Domnești.
- La declanșarea LEA 220kV Craiova Nord – Turnu Măgurele, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=3600$ MW iar puterea admisibilă în secțiune este de 2140 MW, valoare peste care se depășește curentul pe LEA 110 kV IFA – Domnești.

4.3. Secțiunea S3

Calcululele s-au efectuat pentru scheme cu N, N-1 elemente în funcțiune în ipoteza de balanță R6 fără producție în CEE și CEF. Inițial secțiunea S3 are un deficit de 325 MW. Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.3):

- La declanșarea LEA 400 kV Brașov – Gutinaș, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=620$ MW iar puterea admisibilă în secțiune este de 550 MW (550 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 $P_{8\%}=700$ MW iar puterea admisibilă în secțiune este de 610 MW (610 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 $P_{8\%}=990$ MW iar puterea admisibilă în secțiune este de 680 MW (680 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care apar suprasarcini pe Trafo 2 250 MVA, 400/110 kV Medgidia.
- La declanșarea LEA 400kV Isaccea – Tulcea Vest, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1020$ MW iar puterea admisibilă în secțiune este de 760 MW (760 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declanșarea unei unități CNE Cernavodă, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1530$ MW iar puterea admisibilă în secțiune este de 760 MW (760 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.

4.4. Secțiunea S4

4.4.1. Secțiunea S4 în ipoteza de balanță R3 palierul VS cu producție în CEE și cu două unități în CNE Cernavodă.

Deficitul inițial al secțiunii este de cca. 1145 MW.

Nota 1: Pentru toate cazurile N se conectează: LEA 110 kV Salonta – Chișineu Criș; CT110 kV Vașcău.

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 $P_{8\%}=1350$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1280 MW (1170 MW – rețeaua vizibilă), 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 $P_{8\%}=1290$ MW , iar puterea admisibilă în secțiune este 1280 MW (1170 MW – rețeaua vizibilă).

- La declanșarea LEA 220 kV Stejaru – Gheorgheni, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1490$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1210 MW (1100 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care apar suprasarcini pe AT1 400 MVA, 400/220 kV Iernut.
- La declanșarea LEA 400 kV Gădălin – Iernut, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1590$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1210 MW (1110 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se supraîncarcă AT1 400 MVA, 400/220 kV Iernut;
- La declanșarea LEA 400 kV Roșiori – Oradea Sud, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1560$ MW , iar puterea admisibilă în secțiune este 1430 MW (1290 MW – rețeaua vizibilă) 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 $P_{8\%}=1550$ MW , iar puterea admisibilă în secțiune este 1400 MW (1270 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se supraîncarcă Trafo 7 – 250 MVA, 400/110 kV Cluj Est.

4.4.2. Secțiunea S4 în ipoteza de balanță R6 palierul VS fără producție în CEE și CEF.

Deficitul inițial al secțiunii este de cca. 974 MW.

Notă: Pentru toate cazurile N se conectează: LEA 110 kV Salonta – Chișineu Criș; CT110 kV Vașcău. Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.4.2):

- La declanșarea LEA 400 kV Sibiu Sud – Iernut, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1370$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1090 MW (1020 MW – rețeaua vizibilă), 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 $P_{8\%}=1310$ MW , iar puterea admisibilă în secțiune este 1090 MW (1020 MW – rețeaua vizibilă), valoare care se depășește curentul limită pe L110 kV CET Arad – Șofronea.
- La declanșarea LEA 220 kV Stejaru – Gheorgheni, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1650$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1400 MW (1280 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se supraîncarcă AT1 400 MVA, 400/220 kV Iernut.
- La declanșarea LEA 400 kV Gădălin – Iernut, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1680$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1380 MW (1270 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se supraîncarcă AT1 400 MVA, 400/220 kV Iernut.
- 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 1360 MW (1250 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se supraîncarcă AT 400 MVA, 400/220 kV Roșiori.
- La declanșarea LEA 220 kV Alba Iulia – Cluj Florești, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1600$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1170 MW (1100 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se supraîncarcă AT1 400 MVA, 400/220 kV Iernut.

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

Deficitul inițial al secțiunii este de cca. 625 MW.

Notă: Pentru toate cazurile N se conectează: LEA 110 kV Salonta – Chișineu Criș; CT110 kV Vașcău.

Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.4.3):

- La declanșarea LEA 400 kV Sibiu Sud – Iernut, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1430$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1260 MW (1150 MW – rețeaua vizibilă), 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 $P_{8\%}=1310$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1140 MW (1060 MW – rețeaua vizibilă), 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 $P_{8\%}=1620$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1260 MW (1150 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se supraîncarcă AT1 400 MVA, 400/220 kV Iernut;
- La declanșarea LEA 400 kV Gădălin – Iernut, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1740$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1440 MW (1310 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se supraîncarcă AT1 400 MVA, 400/220 kV Iernut;
- La declanșarea LEA 400 kV Roșiori – Oradea Sud, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1620$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1400 MW (1270 MW – rețeaua vizibilă), 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 $P_{8\%}=1650$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1450 MW (1320 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se supraîncarcă Trafo 7 – 250 MVA, 400/110 kV Cluj Est.

4.5. Secțiunea S5

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

Deficitul inițial al secțiunii este de cca. 418 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 $P_{8\%} = 830$ MW; iar puterea admisibilă în secțiune este de 740 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 $P_{8\%} = 940$ MW; iar puterea admisibilă în secțiune este de 830 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declanșarea LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%} = 900$ MW; iar puterea admisibilă în secțiune este de 490 MW, valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 110 kV Măreșești – Tecuci (pentru o temperatură a mediului ambiant de 15°C).
- La declanșarea LEA 400 kV Bacău Sud – Roman Nord puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%} = 790$ MW; iar puterea admisibilă în secțiune este de 620 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 $P_{8\%} = 870$ MW; iar puterea admisibilă în secțiune este de 740 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.

- La declanșarea LEA 220 kV Gutinaș – FAI puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%} = 1030$ MW; iar puterea admisibilă în secțiune este de 870 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.

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

- La retragerea LEA 400 kV Brașov – Gutinaș și declanșarea LEA 400kV Smârdan - Gutinaș, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=620$ MW iar puterea admisibilă în secțiune este de 430 MW (410MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 110 kV Gutinaș – Mărășești.

- La retragerea LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș și declanșarea L400kV Brașov - Gutinaș, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=530$ MW iar puterea admisibilă în secțiune este de 410 MW (410MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 110 kV Gutinaș – Mărășești.

4.5.2. Secțiunea S5 în ipoteza de balanță R6 palierul VS fără producție în CEE și CEF.

Deficitul inițial al secțiunii este de cca. 655 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 910 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 $P_{8\%} = 890$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 870 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.

- La declanșarea LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%} = 970$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 920 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.

- La declanșarea LEA 400 kV Bacău Sud – Roman Nord puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%} = 900$ 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 Gutinaș – Bacău Sud puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%} = 930$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 880 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 $P_{8\%} = 1070$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 1000 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.

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

Deficitul inițial al secțiunii este de 143 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 $P_{8\%} = 990$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 820 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 $P_{8\%} = 950$ MW; iar puterea admisibilă în secțiune este de 840 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 $P_{8\%} = 990$ MW; iar puterea admisibilă în secțiune este de 870 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declanșarea LEA 400 kV Brașov – Gutinaș puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%} = 1000$ MW; iar puterea admisibilă în secțiune este de 990 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 $P_{8\%} = 1140$ MW; iar puterea admisibilă în secțiune este de 980 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.

4.6. Secțiunea S6

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

Excedentul inițial al secțiunii S6 este de 2820 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 $P_{8\%}=4760$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 3200 MW (3000 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 110 kV Gutinaș – Mărășești.
- La declanșarea LEA 400 kV București Sud – Pelicanu, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=5000$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 3490 MW, (3280 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 $P_{8\%}=4910$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 3490 MW, (3280 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se depășește curentul limită pe LEA 400 kV Cernavodă – Pelicanu.

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

- La retragerea LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș și declanșarea LEA 400 kV Brașov – Gutinaș, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=4060$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 1680 MW (1510 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se supraîncarcă AT 400 MVA, 400/220 kV Lacu Sărat.

- La retragerea LEA 400 kV Braşov – Gutinaş şi declanşarea LEA 400 kV Smârdan – Gutinaş, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=4480$ MW, iar puterea admisibilă în secţiune este de 1630 MW (1540 MW – reţeaua vizibilă), valoare peste care se depăşeşte curentul limită pe LEA 110 kV Lieşti – ICM Tecuci.

4.6.2. Secţiunea S6 în ipoteza de balanţă R2 palierul GS cu două unităţi în CNE Cernavodă.

Excedentul iniţial al secţiunii S6 este de 2202 MW.

Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.6.2):

- La declanşarea LEA 400 kV Smârdan – Gutinaş, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=4340$ MW, iar puterea admisibilă în secţiune este de 3450 MW (3380 MW – reţeaua vizibilă), valoare peste care se depăşeşte curentul limită pe LEA 220 kV Barboşi – Fileşti.
- La declanşarea LEA 400 kV Bucureşti Sud – Pelicanu, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=4480$ MW, iar puterea admisibilă în secţiune este de 3010 MW, (2940 MW – reţeaua vizibilă), valoare peste care se depăşeşte curentul limită pe LEA 400 kV Bucureşti Sud – Gura Ialomiţei.
- La declanşarea LEA 400 kV Bucureşti Sud – Gura Ialomiţei, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=4290$ MW, iar puterea admisibilă în secţiune este de 3270 MW, (3210 MW – reţeaua vizibilă), valoare peste care se depăşeşte curentul limită pe LEA 400 kV Bucureşti Sud – Gura Ialomiţei.
- La declanşarea LEA 400 kV Isaccea – Tulcea Vest, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=3820$ MW, iar puterea admisibilă în secţiune este de 3810 MW (3730 MW – reţeaua vizibilă), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declanşarea LEA 400 kV Tariverde – Tulcea Vest, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=4420$ MW, iar puterea admisibilă în secţiune este de 4420 MW, (4340 MW – reţeaua vizibilă).
- La declanşarea LEA 400 kV Braşov – Gutinaş, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=4600$ MW, iar puterea admisibilă în secţiune este de 4080 MW, (4000 MW – reţeaua vizibilă), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declanşarea LEA 220 kV Barboşi – Focşani Vest, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=4770$ MW, iar puterea admisibilă în secţiune este de 4650 MW (4570 MW – reţeaua vizibilă) valoare peste care se depăşeşte curentul limită pe LEA 400 kV Smârdan - Gutinaş .

5. VERIFICAREA STABILITĂȚII TRANZITORII A ZONEI CERNAVODĂ

confidențial

6. CONCLUZII ȘI PROPUNERI DE MĂSURI

6.1. Propuneri pentru schema normală de funcționare

Pentru sezonul de iarnă 2020 – 2021 se propun schemele normale de funcționare 400-220 kV și 110 kV prezentate în **confidențial**.

Se prezintă următoarele propuneri de schemă normală având în vedere modificările față de schema normală (SN) a sezonului de vară 2020:

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 Rădăuți – Vaslui provizorat realizat prin șuntarea LEA 110 kV Munteni – Vaslui circ. 2 și LEA 110 kV Munteni – Rădăuți circ. 1.

Statia 220/110 kV FAI:

- AT2 220/110 kV în funcțiune la Bara 2 – 220 kV.

Statia 110 kV CET Bacău:

- Se funcționează pe sistemul de bare 2A și 2B 110 kV;
- Barele 1A și 1B 110 kV sunt în rezervă caldă.

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

Stația 220/110 kV Isalnița:

- AT2 220/110 kV în funcțiune;
- AT1 220/110 kV în rezervă caldă;
- LEA 220 kV Grădiște în funcțiune la Bara 1 – 220 kV.

Statia 220/110kV Grădiște:

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

Statia 400 kV Bradu

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

DET 4

Statia 220/110 kV Iaz:

- AT2 220/110 kV în funcțiune;
- AT1 220/110 kV în rezervă caldă pe partea de 110 kV și 220 kV.

Stația 220 kV CHE Retezat

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

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

DET 1:

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

DET 2:

AT1,3 220/110 kV Turnu Măgurele, T3 400/110 kV Gura Ialomiței, AT1 220/110 kV Ghizdaru;

DET 3:

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

DET 4:

AT1 - 200 MVA 220/110 kV Pestiș, AT1 - 200 MVA 220/110 kV Mintia, AT3 - 400 MVA 400/220 kV Mintia, AT1 - 200 MVA 220/110 kV Iaz, T2 - 250 MVA 400/110 kV Oradea Sud;

DET 5:

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

6.2. Concluzii privind regimurile staționare

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

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

- zona 110kV Dobrogea, compusă din:

- zona Tulcea;
- zona Constanța+Medgidia

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

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

- zona 110kV L.Sărat, Smardan;

- zona stațiilor 400/110kV Stupina si Rahman;

- zona stației 400/110kV Tariverde;

- zona Baltagești, Gura Ialomiței;

- zona secțiunii S6:

zona Dobrogea;

zona 110kV L.Sărat-Smârdan;

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

zona Banat	68
Total SEN	2906

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

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

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

Setul de CEF modelate este același cu cel din sezonul precedent de vară 2020.

6.2.2. Determinarea puterii maxime admisibile în CEE

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

- acoperirii palierului de consum și a soldului propus;
- respectării criteriului N-1.

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

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

Măsurile topologice și de dispecerizare a producției utilizate în calculele de determinare a puterii maxim admisibile a CEE ce poate fi evacuată în condiții de siguranță din CEE sunt prezentate în continuare.

Pentru schema cu N elemente în funcțiune:

- se limitează **confidențial**;

După considerarea acestei limitări, verificarea criteriului N-1 în RED pe schema cu N elemente în funcțiune impune limitare suplimentară preventivă **confidențial**. Contingenta critică este declanșarea LEA 110 kV Mircea Vodă – Medgidia Sud, care încarcă 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 $530 A = I_{adm20^{\circ}C}$, 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 **confidențial**, situație care corespunde unui excedent maxim admisibil al acestei zone **confidențial**. Pentru respectarea criteriului N-1 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;

Se menționează că setul de măsuri format din conectarea LEA 110 kV Pogoanele – Jugureanu și LEA 110 kV Valea Călugărească-Urziceni este acceptabilă, la limită, depășirea menținându-se în rețeaua de transport, pe LEA 220 kV Barboși – Filești. Conform recomandărilor RAF, având în vedere circulația pe LEA 400 kV Gutinaș – Smârdan în regimul fără declanșări (peste 730 MW), 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 – ICM Tecuci.

Setul complet de măsuri conduce la respectarea criteriului N-1 în zona secțiunii S6, pentru o temperatură a mediului ambiant de 15°C.

Se menționează de asemenea că trecerea în rezervă a LEA 110 kV Cudalbi – Tecuci conduce la descărcarea LEA 110 kV Mărășești – ICM Tecuci, până la respectarea criteriului N-1 pentru o temperatură a mediului ambiant de 20°C.

Reducerea producției de la cca. 2906 MW la cca. 2845 MW este identificată ca fiind cea mai mică posibilă în condițiile schemei de calcul și în ipoteza de palier de consum (9200 MW) și sold (export 600 MW) considerată.

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

Declararea puterii maxime admisibile a CEE pe zonele delimitate în studiul este următoarea:

Zone MW	Dobrogea 110 kV			Lacu Sărat, Smârdan 110 kV	Tariverde	Stupina, Rahman	Bălțăgești G.lalomiței (include CEE Pantelimon)	Moldova Banat	SEN
	confidențial								
	CEE Peștera, Chirnogeni, Cobadin, Pecineaga 2, Mihai Viteazu (1 și 2)	Harșova- Medgidia	Tulcea						
P _{max.CEE}	confidențial	confidențial	confidențial	confidențial	confidențial	confidențial	confidențial	confidențial	cca. 2845

Zone	Dobrogea 110 kV			Lacu Sărat, Smârdan 110 kV	Tariverde	Stupina, Rahman	Bălțăgești G.lalomiței (include CEE Pantelimon)	Moldova Banat	SEN
	95,1								
	CEE Peștera, Chirnogeni, Cobadin, Pecineaga 2, Mihai Viteazu (1 și 2)	Harșova-Medgidia	Tulcea						
%									
P _{max.CEE}	confidențial	confidențial	confidențial	confidențial	confidențial	confidențial	confidențial	confidențial	confidențial

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

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

6.2.3. Verificarea criteriului N-1 în schema completă

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

Regim	Tip palier	Palier consum [MW]	Prod. în CEE [MW]	Prod. în CEF [MW]	Prod. în CECC Petrom Brazi [MW]	Prod. în CNE [MW]	Sold export [MW]
R1	VS T	8400	**) 2906 ➡ 2806	0	confidențial	1400	800
R2	Gs T	5200	1665	0		1377	400
R3*)	VSI	9200	**) 2906 ➡ 2845	0		1400	600
R4	VDI	9000	1100	400		1400	-700
R5	VSI _{max} , cu CEE=0	9800	0	0		1400	-2200
R6	VSI, cu CEE=0	9200	0	0		1400	-1500

6.2.4. Verificarea criteriului N-1 în scheme cu retrageri

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

În tabelul de mai jos, pentru regimul de baza **R3** (palier vârf seară iarnă), sunt prezentate liniile a căror retragere din exploatare necesită în afară de măsuri topologice și măsuri de limitare (reducere) preventivă a producției CEE.

Echipament retras din exploatare	Limitare preventivă (total reducere)	P _g CEE/ Excedent maxim al zonelor cu limitare preventivă
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, c1 (c2)	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 Constanta Nord – Cernavoda	confidențial	confidențial
LEA 400 kV Tulcea Vest – Isaccea	confidențial	confidențial
LEA 400 kV Tulcea Vest – Tariverde	confidențial	confidențial
LEA 400 kV Isaccea - Smardan, c1 (cu LEA 400 kV Isaccea – Smardan, circ2 retras din exploatare)	confidențial	confidențial
LEA 400 kV Medgidia Sud - Cernavoda bloc cu T2 400/110 kV Medgidia Sud	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	confidențial	confidențial
LEA 400 kV Stupina – Isaccea	confidențial	confidențial
LEA 220 kV Barboși – Focșani Vest	confidențial	confidențial
LEA 220 kV Barboși – Filești	confidențial	confidențial
LEA 220 kV Lacu Sărat – Filești	confidențial	confidențial

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 contribuie la eliminarea congestiilor din secțiunea S4 în scheme de retrageri și creșterea puterii admisibile în secțiunea S4 (a cărei încărcare se apropie de limita admisibilă chiar în schema normală).

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, în primă urgență, o nouă LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș 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

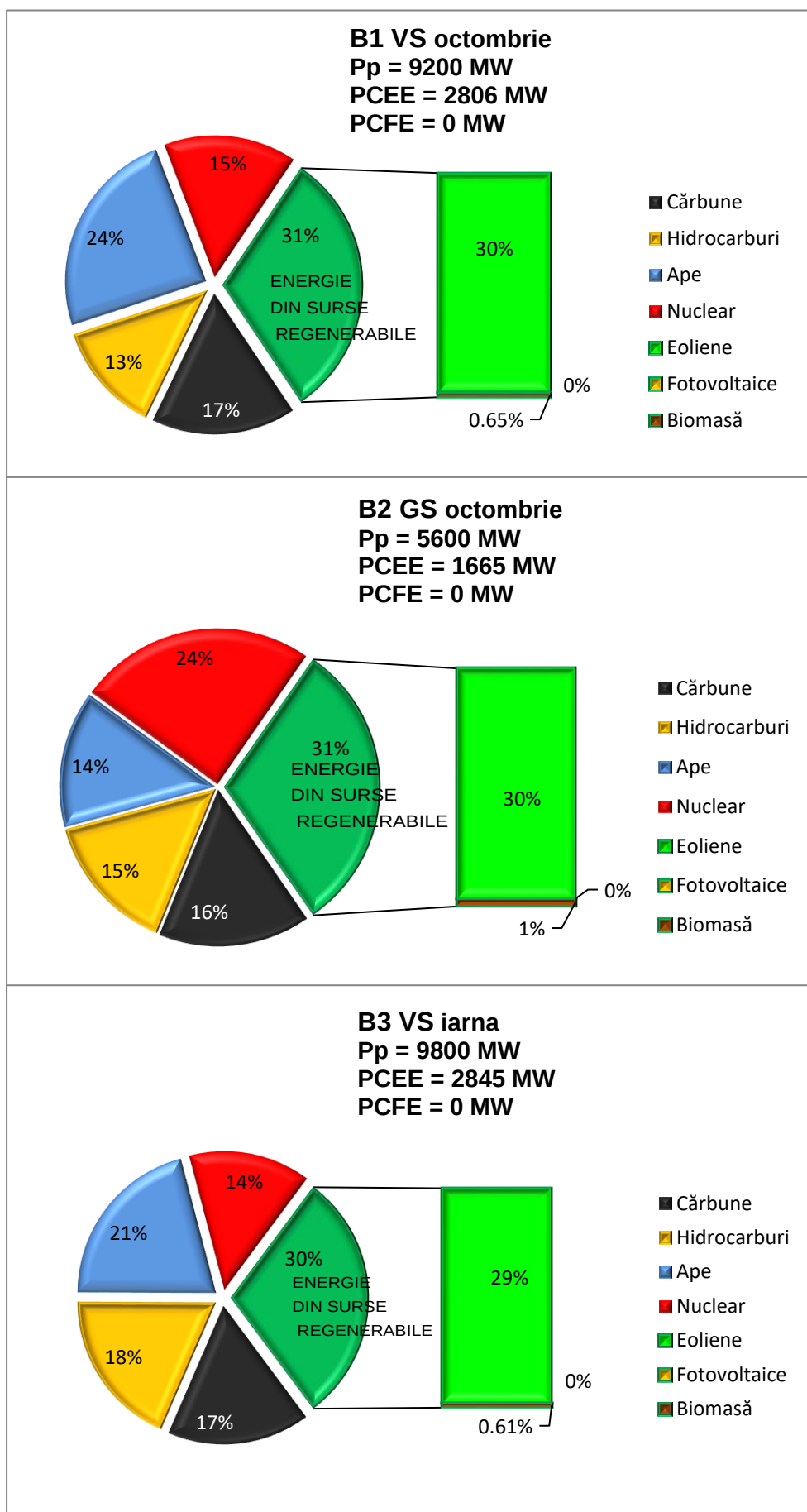
6.7. Concluzii generale

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”:

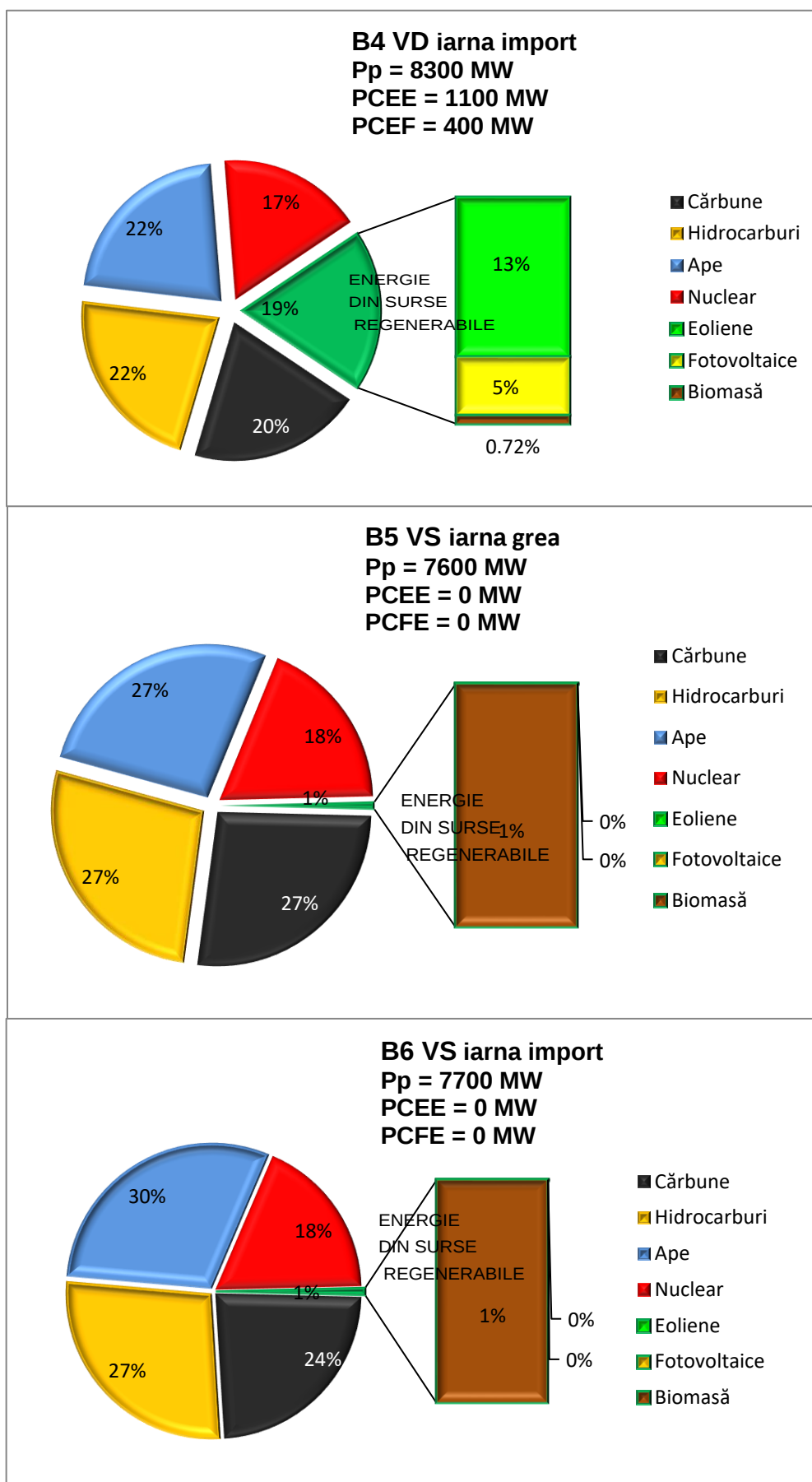
- Finalizarea rețehnologizării stației 400 kV Medgidia Sud și racordarea LEA 400 kV de interconexiune cu BG din această zonă în statia 400/110 kV Medgidia Sud;
- Punerea în funcțiune a LEA 400 kV Nădab – Oradea Sud;
- Punerea în funcțiune a LEA 400 kV Smârdan – Gutinaș d.c. (1 c.e.);
- Punerea în funcțiune a LEA 400 kV Portile de Fier – Resita.
- 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 unei stații de injecție în centrul de consum al Municipiului București.

*) Studiul „Planificarea operațională a funcționării SEN în iarna 2020 – 2021” nu are ca obiectiv reluarea analizelor din studiile suport pentru elaborarea „Planului de Dezvoltare a RET pe 10 ani”. Studiile suport utilizează scenarii pentru orizonturile de timp de 5 ani și 10 ani. Obiectivul studiului „Planificarea operațională a funcționării SEN în iarna 2020 – 2021” este precizat în primul capitol și se referă la planificarea operațională la nivel semestrial.

Structura pe resurse a producției brute din SEN în iarna 2020-2021 (valori procentuale)



Structura pe resurse a producției brute din SEN în iarna 2020-2021 (valori procentuale)



Valori NTC ferme pentru luna octombrie 2020

Valorile NTC fiabile pe granițele României în octombrie 2020

NTC	1-2.10	3-4.10	5-7.10	8-9.10	10-11.10	12-14.10	15-16.10	17-18.10	19-20.10	21.10	22-23.10	24-25.10	26-30.10	31.10	
RO=>HU	550		400	550	600	550				500		700		600	JAO
HU=>RO	600	700	600		700				550			700			JAO
RO=>RS	400	400			600	500				450		550	600	500	a
RS=>RO	500				700				400			700			a
RO=>BG	900												600	900	a
BG=>RO	900												600	900	a
RO=>UA	50				200	100			50			100	150	100	a
UA=>RO	100				300				150			300			a
RO export	1900		1750	1900	2300	2050			2000	1900		2250	2050	2100	
RO import	2100	2200	2100		2600				2000			2600	2300	2600	

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