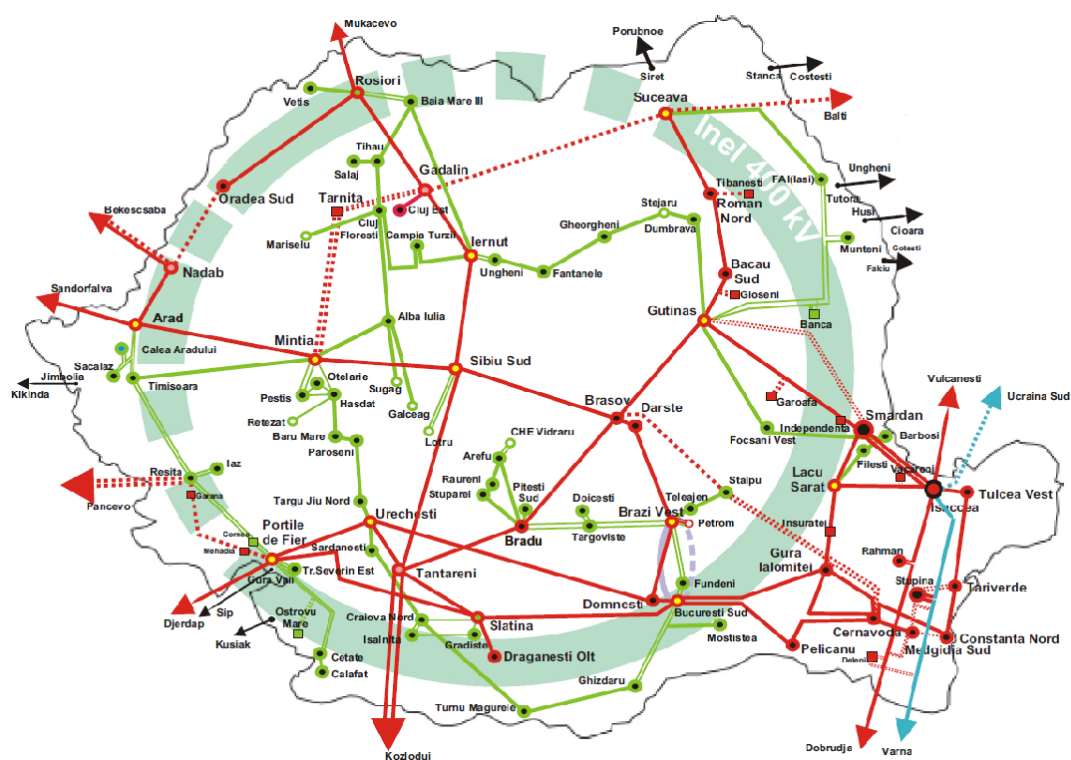


Unitatea Operatională - Dispecerul Energetic Național
Bd. Hristo Botev 16-18; sect.3; cod 030236 - București
Tel: 021 3035713; 021 3035613; Fax: + 40 21 3035 630

Planificarea operatională a funcționării SEN în iarna 2019 – 2020



Septembrie 2019

Acest studiu nu poate fi reprodus, imprumutat, 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. BALANTELE DE PUTERE	5
2.1. Consumuri inregistrate in ziua caracteristica din iarna 2018-2019	5
2.2. Consumuri inregistrate in iarna 2018-2019	7
2.3. Valori NTC.....	10
2.4. Evoluția necesarului de energie electrică în iarna 2019-2020	11
2.5. Consumul intern brut mediu lunar prognozat pentru iarna 2019-2020	11
2.6. Capacitati de productie	12
2.7. Variante de balanta	13
2.8. Servicii tehnologice de sistem	14
3. REGIMURI STATIONARE DE FUNCTIONARE A SEN	15
3.1. Scheme de calcul	15
3.2. Variante de regimuri analizate	18
3.3. Analiza regimurilor de functionare	18
3.3.1. Prezentarea CEE modelate	18
3.3.2. Prezentarea CEF modelate	19
3.3.3. Analiza regimurilor de functionare in schema N	20
A. Circulatii de putere	20
B. Nivel de tensiune si stabilirea domeniului de variatie al tensiunii	21
C. Consumul propriu tehnologic	23
D. Verificarea criteriului de siguranta N-1 pentru regimurile de functionare.....	24
3.3.4. Analiza regimurilor de functionare in scheme cu retrageri.....	36
3.4. Managementul congestiilor	37
3.5. Capacitati nete de schimb ale SEN (NTC).....	38
3.5.1. NTC sezoniere maxime negarantate pentru topologie normala	38
3.5.2. Valori NTC lunare ferme	40
4. VERIFICAREA STABILITATII STATICE.....	41
4.1. Sectiunea S1	41
4.2. Sectiunea S2	42
4.3. Sectiunea S3	43
4.4. Sectiunea S4	43
4.5. Sectiunea S5	45
4.6. Sectiunea S6	48
5. VERIFICAREA STABILITATII TRANZITORII A ZONEI CERNAVODA	51
6. CONCLUZII SI PROPUNERI DE MASURI	52
6.1. Propuneri pentru schema normala de functionare	52
6.2. Concluzii regimuri stationare	54
6.3. Managementul congestiilor	58
6.4. Conditionari de regim	59
6.5. Concluzii stabilitate statica.....	59
6.6. Concluzii stabilitate tranzitorie	59
6.7. Concluzii generale	59

ANEXE:

2.7.2	Structura pe resurse a productiei brute din SEN
3.11	Valori NTC ferme pentru luna octombrie 2019

1. INTRODUCERE

Scopul studiului consta in fundamentarea elementelor de stabilire a schemei normale sezoniere tinand cont de echipamentele disponibile din SEN, determinarea masurilor de regim la retragerea din exploatare a echipamentelor, stabilirea puterilor admisibile prin sectiunile caracteristice ale SEN si verificarea conditiilor de stabilitate tranzitorie si a automatizarilor de sistem. In baza acestui scop, studiul furnizeaza un instrument de lucru utilizat in conducerea prin dispecer a SEN.

Studiul prezinta analiza si planificarea operationala a functionarii SEN in conditiile de balanta precizate in tema pentru perioada de iarna 2019-2020 si propune, pe baza calculelor, schema normala de functionare pentru perioada analizata. Tema studiului este prezentata in Anexa 1 si a fost avizata in cadrul CTES cu avizul nr. 59/ 2019.

La elaborarea studiului s-a tinut cont de:

- Programul anual de retrageri echipamente din RET pentru anul 2019 (inclusiv linii de interconexiune);
- Programul anual de retrageri grupuri pentru anul 2019;
- informatiile primite de la ELCEN privind prognoza puterilor prioritare si de la ROMGAZ referitoare la valorile puterilor contractate/ estimate pentru unitatile dispecerizabile din CTE Iernut;
- informatiile primite de la Operatorii de Distributie referitoare la consumatori (evolutie consum, punerea in functiune a unor statii noi in RED).

S-au luat in considerare si investitiile din RET si RED aflate in curs de derulare si care urmeaza sa fie puse in functiune in perioada analizata.

S-au facut calcule tinand cont de nivelurile de consum, balantele de productie si valorile soldului prognozate pentru perioada de timp considerata. S-a considerat pentru perioada de iarna o balanta de puteri cu o productie la varf de 10200 MW, care acopera un consum intern de 9400 MW la varful mediu de sarcina si un sold de export de 800 MW, considerand o functionare fara insule de consum. S-au luat in considerare si situatii cu productie maxima in CEE si export, cat si variante cu productie zero in CEE si sold de import sau export pentru un consum intern de varf de sarcina mediu, respectiv maxim.

S-a considerat functionarea interconectata a SEN cu reseaua europeana continentală sincrona, vestul Ucrainei si Turcia.

S-au analizat regimurile stationare corespunzatoare balantelor stabilite, pentru conditii normale de functionare a SEN (N elemente in functiune) si scheme de retrageri, urmarind:

- determinarea unui plafon pentru productia centralelor electrice eoliene (CEE) in regimul de baza analizat;
- incadrarea in limitele admisibile a circulatiilor de puteri si a tensiunilor prin verificarea criteriului de siguranta (N -1);
- determinarea cazurilor in care este necesara banda secundara de reglaj Q/U;
- stabilirea restrictiilor si conditionarilor de retea;
- analiza pierderilor de putere in RET;
- stabilirea benzilor pentru nodurile de control ale tensiunii;
- determinarea congestiilor in zona Bucuresti si in sectiunile caracteristice S4, S5 si S6;
- determinarea capacitatilor nete de schimb.

In capitolul de stabilitate statica s-au efectuat calcule pentru determinarea puterilor admisibile in sectiunile caracteristice ale SEN.

Capitolul de stabilitate tranzitorie include verificarea stabilitatii CNE Cernavoda si a zonei la varf de sarcina, functionarea cu 2 unitati in CNE Cernavoda si productie mare in CEE in schema normala si scheme cu retrageri din exploatare, identificarea posibilitatilor de acordare a 1-2 retrageri neplanificate pe LEA din zona Dobrogea.

2. BALANTELE DE PUTERE

2.1. Consumuri inregistrate in ziua caracteristica din iarna 2018-2019

Inregistrarea valorilor (instantanee) consumului intern brut pentru palierile caracteristice de functionare în iarna 2018 – 2019 s-a facut în ziua de miercuri 16 ianuarie 2019 (pentru vârful de dimineata, vârful de seara și golul de noapte) si noaptea de 20-21 ianuarie (pentru golul de sarbatoare). Valorile consumurilor inregistrate pe ansamblul SEN la palierile reprezentative din ziua caracteristica au fost:

16 ianuarie 2019

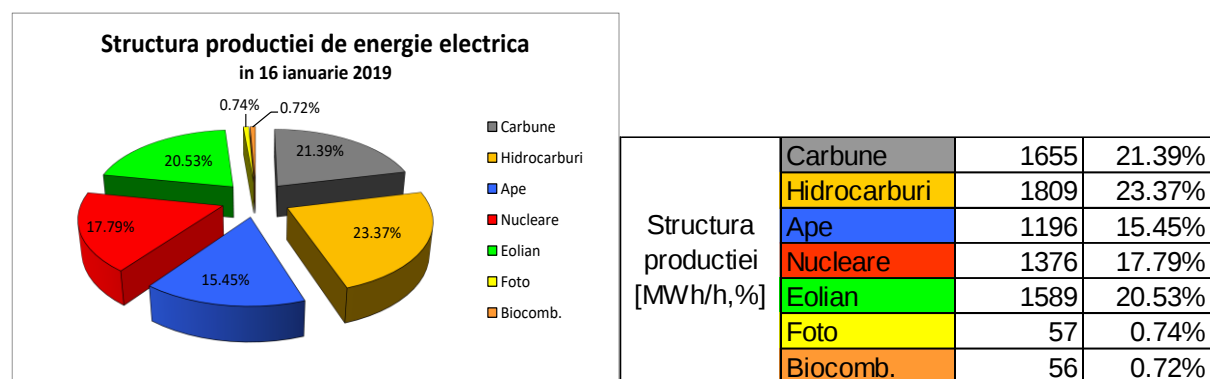
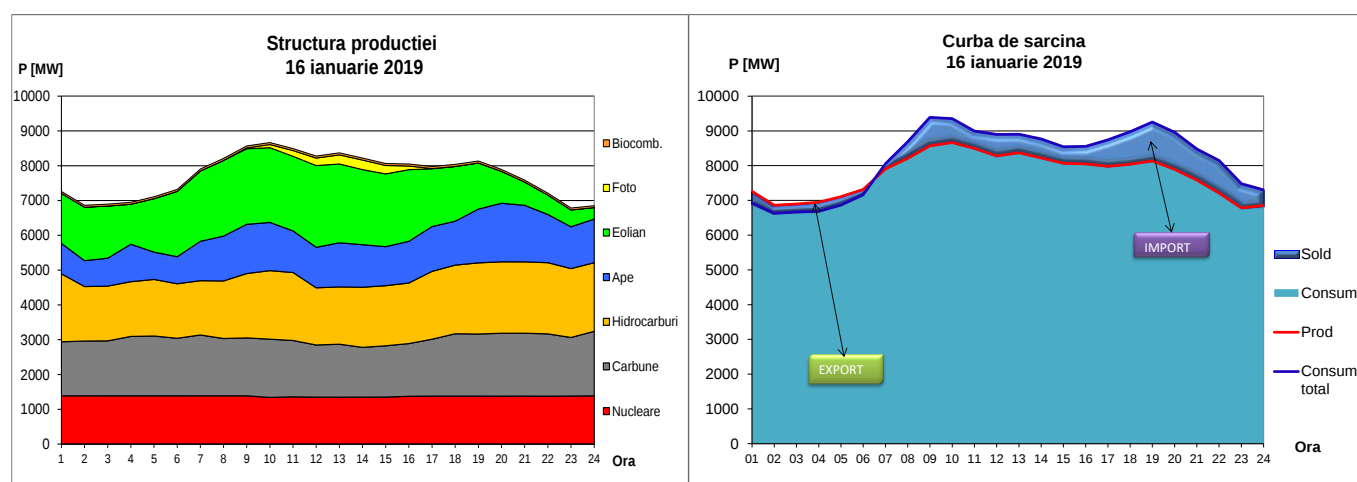
-vârful de dimineață: 9390 MW ora 09;

-vârful de seară: 9254 MW ora 19;

-golul de noapte: 6633 MW ora 04;

21 ianuarie 2019

-golul de sărbătoare: 6066 MW ora 04.

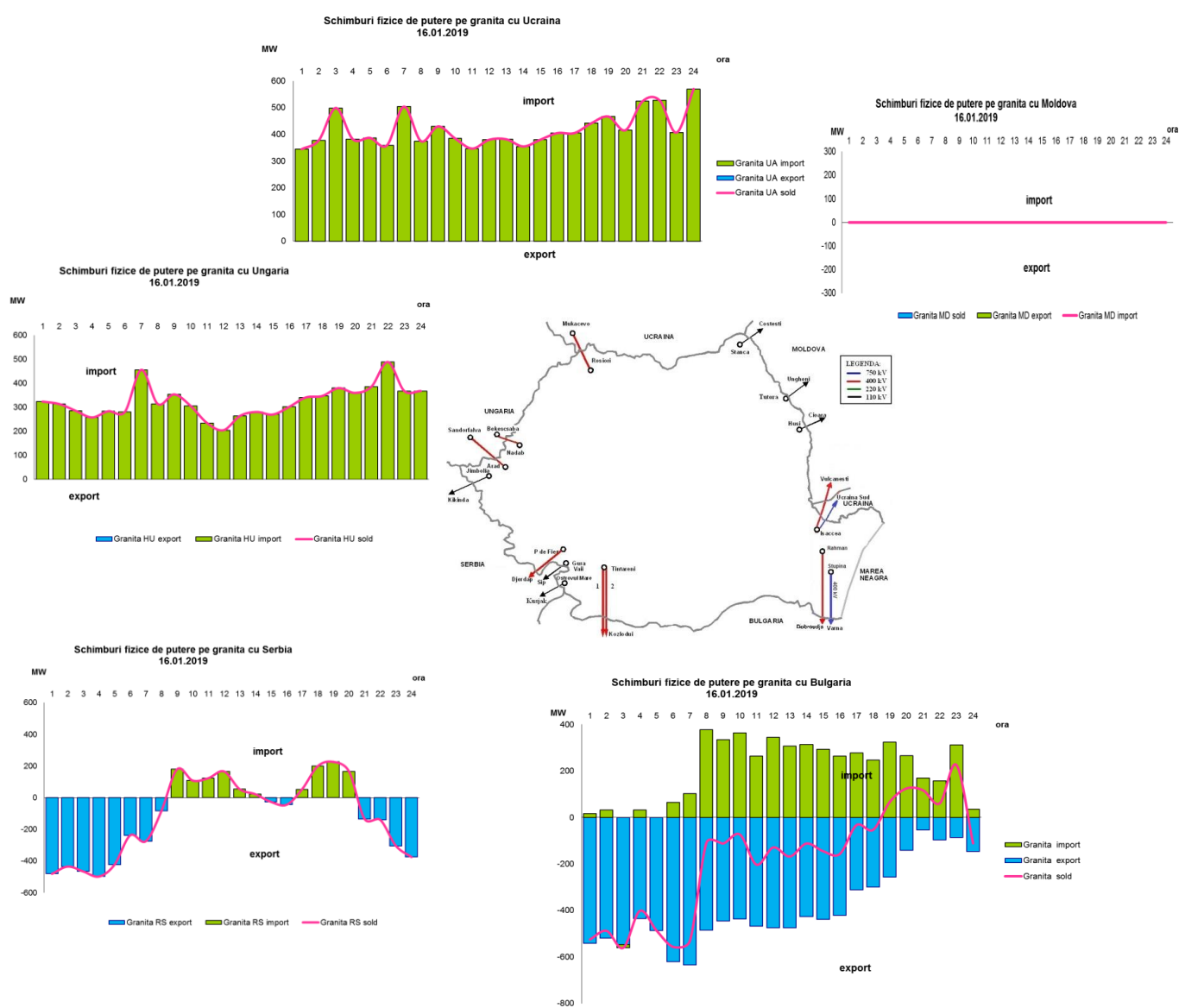


In luna ianuarie 2019 Romania a fost preponderent importatoare de energie electrica, in conditiile indisponibilitatii unor centrale electrice.

Soldul pe liniile de interconexiune inregistrat in aceasta zi a fost rezultatul schimburilor comerciale si tehnice. Schimburile tehnice au fost rezultatul circulatiilor in bucla intre sistemele interconectate si al schimburilor pentru reglajul frecventei. Repartizarea soldului SEN pe granite este reprezentata in graficele de mai jos.

Ora	Sold [MW]
1	-300
2	-200
3	-200
4	-250
5	-200
6	-100
7	150
8	450
9	800
10	650
11	500
12	600
13	500
14	550
15	450
16	500
17	750
18	900
19	1100
20	1050
21	850
22	900
23	650
24	450

Schimburi fizice pe granite in ziua caracteristica de iarna – 16 ianuarie 2019



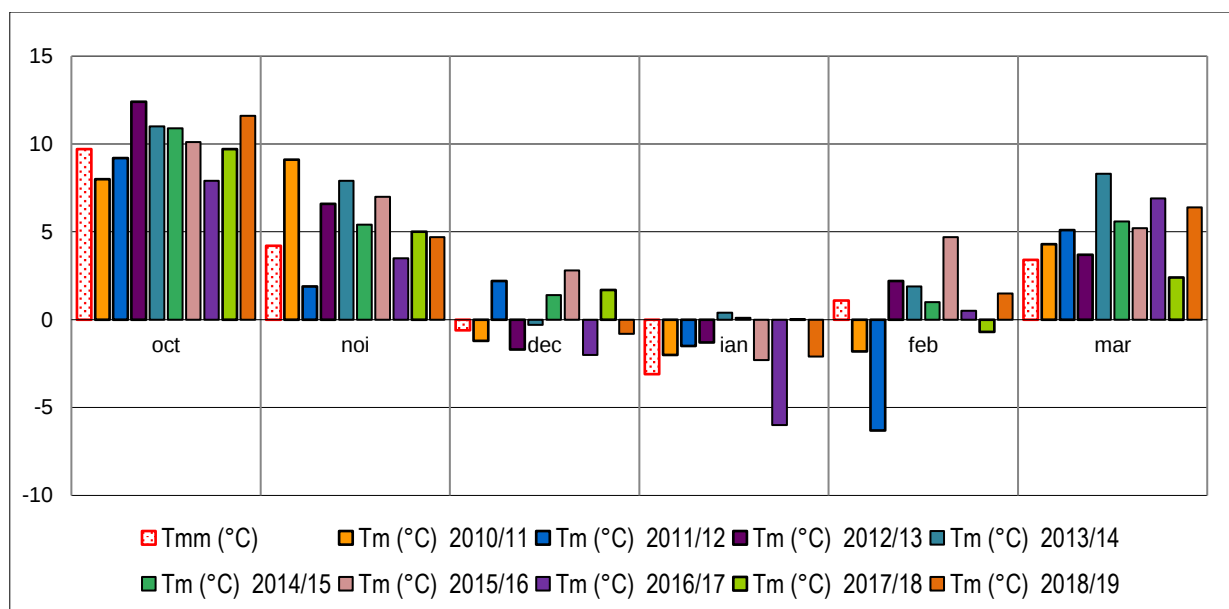
2.2. Consumuri inregistrate in iarna 2018-2019

Iarna 2018-2019 a fost o iarna normala cu temperaturi apropiate ca valoare de media multianuala.

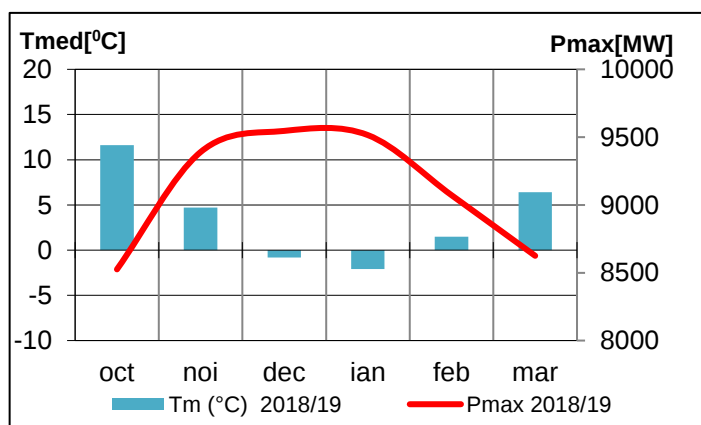
Luna	T _m (°C)	T _m (°C) 2010/11	T _m (°C) 2011/12	T _m (°C) 2012/13	T _m (°C) 2013/14	T _m (°C) 2014/15	T _m (°C) 2015/16	T _m (°C) 2016/17	T _m (°C) 2017/18	T _m (°C) 2018/19
oct	9.7	8	9.2	12.4	11	10.9	10.1	7.9	9.7	11.6
noi	4.2	9.1	1.9	6.6	7.9	5.4	7	3.5	5	4.7
dec	-0.6	-1.2	2.2	-1.7	-0.3	1.4	2.8	-2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

T_m- temperatura medie lunara

T_m- temp. medie lunara multianuala



Temperaturile scazute din lunile decembrie si ianuarie au condus la o crestere a consumului intern brut. Valoarea maxima a consumului intern brut realizat în perioada analizată a fost de 9546 MW înregistrat în ziua de luni, 3 decembrie 2019, ora 18. Valoarea minima a consumului intern brut a fost înregistrata în noaptea de duminica spre luni, 1 octombrie 2018, ora 3, fiind de 5017 MW.



Luna	T _m (°C) 2018/19	P _{max} 2018/19
oct	11.6	8525
noi	4.7	9390
dec	-0.8	9546
ian	-2.1	9515
feb	1.5	9072
mar	6.4	8625

Tabelul 2.2.1 Consumuri inregistrate in iarna 2018-2019

[MW]

Studiu fct SEN 2018-2019	Realiz. 2018-19	VD-max/ ora		VD-med/ ora		VS-max/ ora		VS-med/ ora		GS-min/ora		GS-med/ ora	
VSmed/VDmed- 9300 / 8900MW	Octombrie	7993	9	7551	9	8525	20	8025	20	5017	3	5368	4
	Noiembrie	9184	10	8328	10	9390	18	8634	18	5264	3	5780	3
	Decembrie	9463	13	9258	10	9546	18	9357	18	5427	3	6147	3
Exp. 500/1000	Ianuarie	9450	10	9010	10	9515	18	9019	18	5305	3	6122	4
GSmed- 5000 MW	Februarie	9092	10	8659	9	9072	18	8787	19	5799	2	6061	3
	Martie	8499	9	7971	9	8625	19	8262	20	5315	3	5523	3
	Val.medie	8947		8463		9112		8681		5355		5834	
Toamna-Primavara													
Studiu fct SEN 2018-2019	Realiz. 2018-19	VD-max/ ora		VD-med/ ora		VS-max/ ora		VS-med/ ora		GS-min/ora		GS-med/ ora	
VSmed/VDmed- 8500 / 5000 MW	Octombrie	7993	9	7551	9	8525	20	8025	20	5017	3	5368	4
	Noiembrie	9184	10	8328	10	9390	18	8634	18	5264	3	5780	3
	Martie	8499	9	7971	9	8625	19	8262	20	5315	3	5523	3
Sold 800/500 MW	Val.medie	8559		7950		8847		8307		5199		5557	
Iarna													
Studiu fct SEN 2018-2019	Realiz. 2018-19	VD-max/ ora		VD-med/ ora		VS-max/ ora		VS-med/ ora		GS-min/ora		GS-med/ ora	
VSmed/VDmed-/Vmax 9300 / 8900 / 9800 MW	Decembrie	9747	13	9258	10	9546	18	9357	18	5427	3	6147	3
	Ianuarie	9450	10	9010	10	9515	18	9019	18	5305	3	6122	4
	Februarie	9092	10	8659	9	9072	18	8787	19	5799	2	6061	3
Sold 1000/-300 MW	Val.medie	9430		8976		9378		9052		5510		6110	

VD-varf de dimineata,

VS-Varf de seara,

GS-Gol de noapte de sarbatoare,

Gn-Gol de noapte pentru zi lucratoare

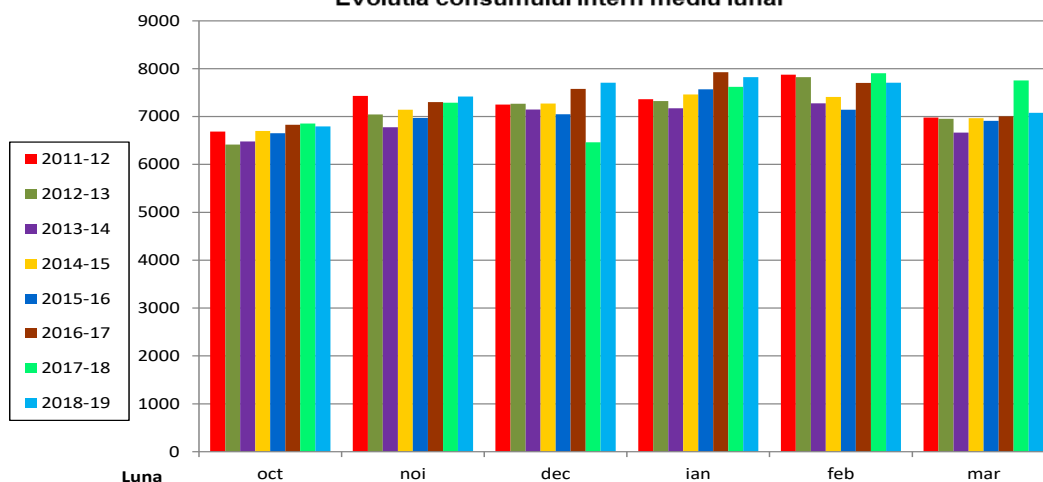
Evolutia valorilor consumului mediu lunar din cele 6 luni ale iernilor 2011-2019 este prezentata in graficul de mai jos :

Consum intern brut mediu lunar

Pmed	2011-12	2012-13	2013-14	2014-15	2015-16	2016-17	2017-18	2018-19
oct	6687	6416	6481	6697	6652	6828	6856	6794
noi	7432	7045	6777	7142	6971	7303	7289	7417
dec	7249	7268	7145	7270	7046	7577	6464	7706
ian	7363	7325	7173	7461	7568	7925	7622	7821
feb	7874	7824	7277	7409	7142	7704	7906	7705
mar	6977	6951	6664	6966	6911	7004	7754	7078

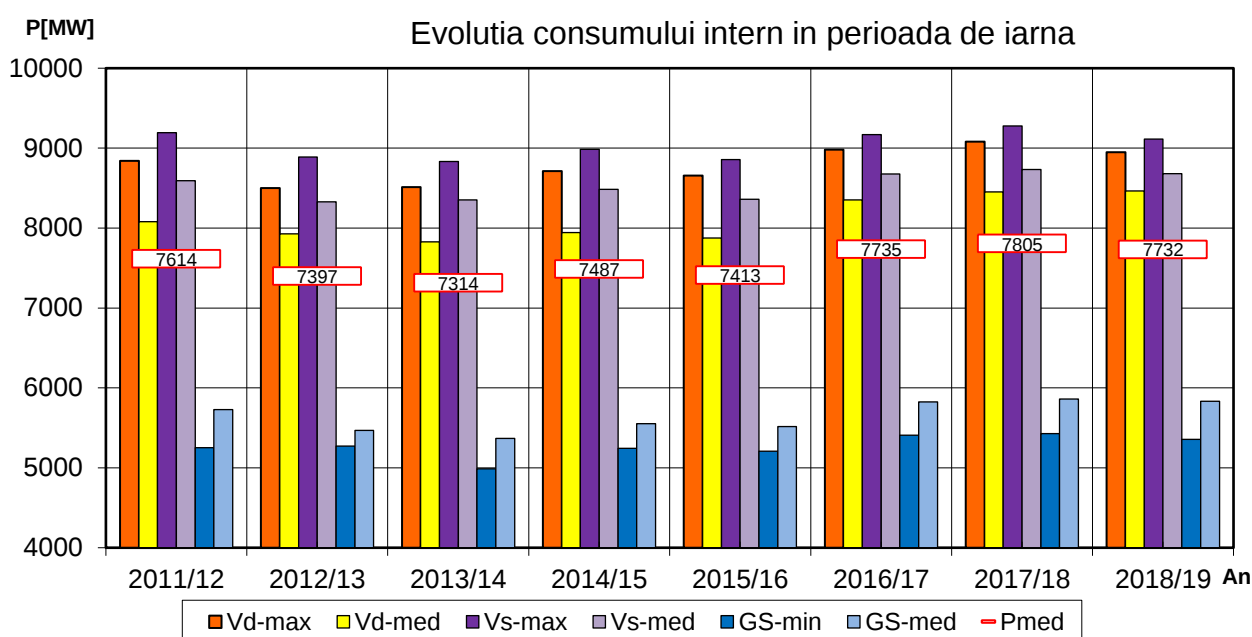
Pmed lunara[MW]

Evolutia consumului intern mediu lunar



Variatia consumului intern brut (medie semestriala) inregistrat la palierele caracteristice in anii 2011÷2019 in comparatie cu media semestriala este reprezentata in tabelul si graficul urmator.

Evolutia consumului intern in 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



Diagnoza valorilor folosite la studiul anterior

Analiza comparativa a prognozei de consum intern brut si a rezultatelor inregistrate in iarna 2018-2019 a condus la obtinerea unei valori a **abaterii prognozei sub 3,8%** pentru toate perioadele analizate, abatere care nu a influentat rezultatele si concluziile studiului.

Abaterea de prognoza a consumului intern brut considerat în studiul anterior „Planificarea operationala a SEN in iarna 2018-2019” fata de valoarea consumului realizat este :

Perioada iarna 2018-2019	Palier	Valoare realizat	Valoare estimat	Abatere prognoza
toamna-primavara	VSmed	8307	8500	2.32%
decembrie-februarie	VSmed	9052	9300	2.74%
decembrie-februarie	VDmed	8971	8800	-1.91%
VS -iarna grea	VS Max	9546	9700	1.61%
toamna-primavara	GSmin	5199	5000	-3.83%
octombrie	Val.min inst.	5017	5000	-0.34%

Pentru palierele de varf (valorii medii) s-au inregistrat abateri de prognoza pozitive (consumul realizat<prognoza) ceea ce semnifica o valoare acoperitoare a prognozei. Abaterea prognozei negativa (consumul realizat>prognoza) se inregistreaza la palierul de gol, ceea ce semnifica o valoare

acoperitoare a prognozei. Datorita temperaturilor scazute pe intreaga perioada decembrie-februarie valorile inregistrate la palierul VD mediu au crescut apropiindu-se de valorile inregistrate la palierul VS mediu.

In concluzie, calculele si analizele au fost acoperitoare pentru toate situatiile analizate.

2.3. Valori NTC

Capacitatile de schimb NTC garantate pe granitele Romaniei se determina la nivel anual si lunar (incluzand subperioade cu rezolutie pana la zi) si se pot recalcula pentru licitatiile zilnice si intra-zilnice in cazul unor abateri semnificative de la premizele de calcul.

In graficele de mai jos sunt reprezentate pentru perioada octombrie 2018 - martie 2019:

- curbele valorilor NTC ferme agreate de import si export pentru perioada respectiva;
- programele de import si export, la golul de noapte (ora 3 CET) si varf de dimineata (ora 11 CET). Se obtin 4 curbe care expliciteaza utilizarea NTC la aceste momente reprezentative ale zile (figura 2.3.1). Suplimentar fata de datele solicitate de ENTSO-E s-au reprezentat cele 2 curbe de la varful de seara (ora 20 CET);
- valorile soldului inregistrat pentru cele trei momente ale zilei mentionate mai sus: soldul de noapte, de zi si de seara (figura 2.3.2).

Rezultatul soldarii graficelor de schimb se incadreaza in valorile NTC.

Figura 2.3.1

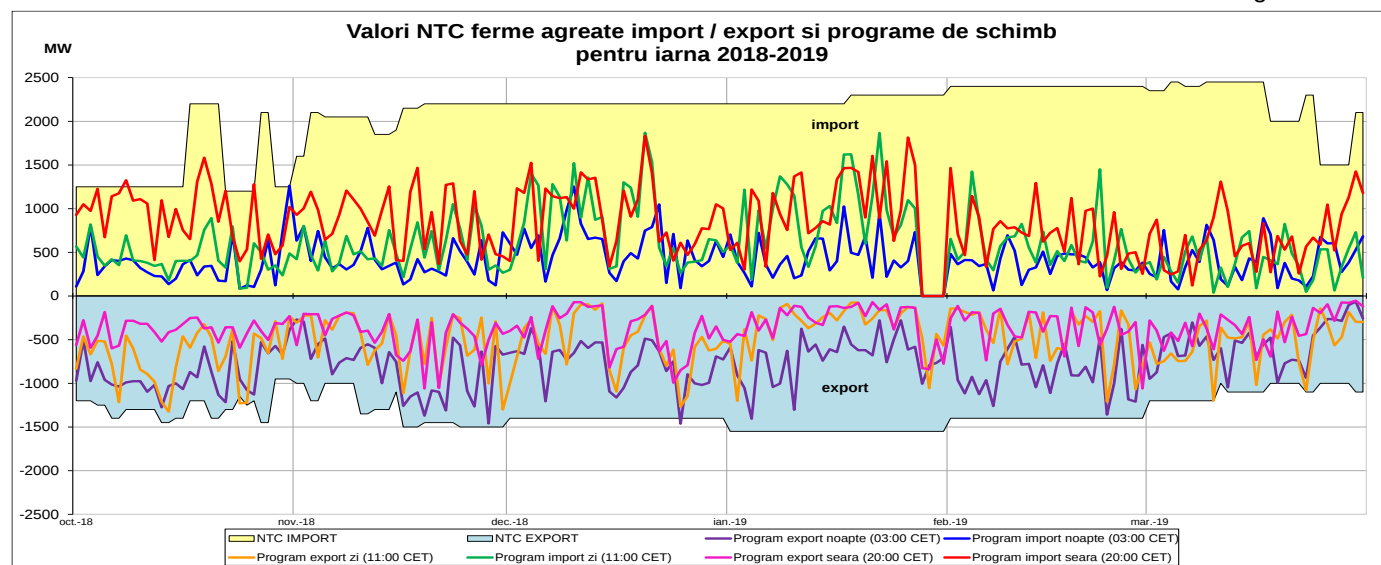
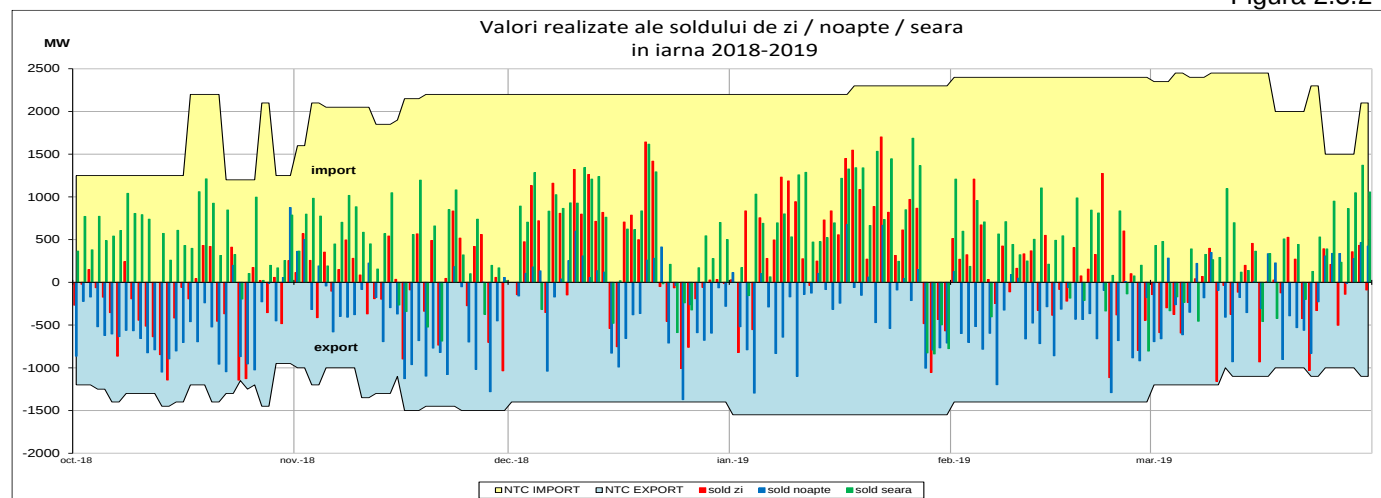


Figura 2.3.2



2.4. Evoluția necesarului de energie electrică în iarna 2019-2020

Previziunile macroeconomice oficiale disponibile în primăvara anului 2019 corespund unei creșteri economice accelerate a României, cu ritmuri medii anuale ale PIB de 5,5% în 2019 și respectiv 5,7% în 2020, conform Comisiei Naționale de Prognoză.

Valorile înregistrate în acest an prefigurează o scădere ușoară a consumului intern net de energie electrică în primul semestru de cca. 0,6%, fata de primul semestru al anului 2018. Scenariul de referință analizat în acest studiu prevede pentru perioada de iarnă 1 octombrie 2019 - 31 martie 2020 o decuplare în continuare a cererii interne de energie electrică de creșterea economică și menținerea consumului la nivel cvasiconstant față de aceeași perioadă din iarna 2018-2019.

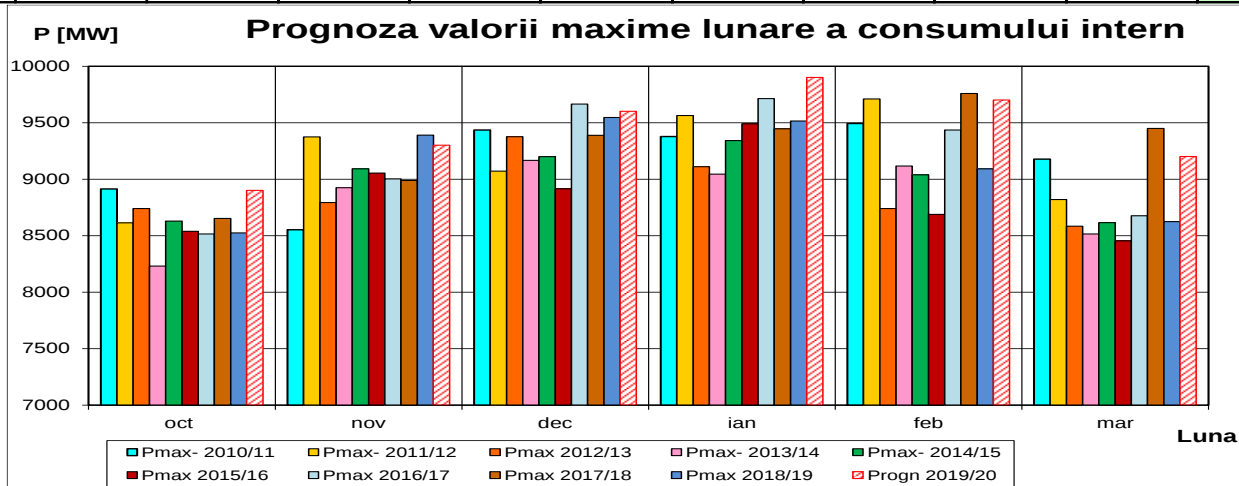
Tabel 2.4.1. Evoluția necesarului de energie electrică în iarna 2019-2020

		2019			2020		
		oct	nov	dec	ian	feb	mart
ENERGIE ELECTRICA	GWh						
Consum intern brut		5200	5400	5750	5950	5350	5500
Sold export-import		150	50	-100	140	130	132
Productie bruta		5350	5450	5650	6090	5480	5632
PUTERI DE GOL	MW						
Consum intern brut - minim		5200	5500	5500	5600	5950	5670
Sold export-import		150	60	-100	140	140	130
Putere produsa minima		5350	5560	5400	5740	6090	5800
PUTERI DE VARF	MW						
Consum intern brut - maxim		8900	9300	9600	9900	9700	9200
Sold export-import		260	90	-170	235	230	230
Putere produsa maxima		9160	9391	9430	10135	9930	9430

2.5. Consumul intern brut mediu lunar prognozat pentru iarna 2019-2020

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 palierul caracteristic. Conform datelor DPA, valorile maxime lunare prognozate pentru puterea consumată în iarna 2019-2020 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	Progn-2019/20
oct	8914	8613	8741	8231	8629	8539	8515	8653	8525	8900
nov	8553	9374	8793	8925	9091	9054	9003	8989	9390	9300
dec	9435	9072	9376	9166	9199	8915	9665	9389	9546	9600
ian	9377	9564	9110	9045	9341	9490	9714	9446	9515	9900
feb	9493	9710	8741	9116	9038	8688	9435	9758	9092	9700
mar	9177	8820	8584	8515	8615	8455	8676	9449	8625	9200



Pornind de la valorile consumului maxim prognozate si utilizand coeficienti de curba de sarcina s-au obtinut valorile medii prognozate pentru palierul de varf si de gol care se analizeaza. In acest studiu s-au considerat si s-au analizat 5 paliere de consum pentru care sunt elaborate 6 balante de productie considerând soldul corespunzator perioadei respective.

Tabelul 2.5.

Codif. balanta	Productie SEN [MW]	Consum SEN [MW]	Palier de consum	Perioada de calcul	Termoficare	Productie [MW]			Sold exp. [MW]
						RES		CNE	
						CEE	CEF		
B1	9000	8400	VS t-p	oct	NU	max adm	0	1400	600
B2	5500	5200	Gs t-p	oct	NU	max adm	0	1400	300
B3	10200	9400	VS I	dec-feb	DA	max adm	0	1400	800
B4*)	9100	9200	VD I	dec-feb	DA	1100	350	1400	-100
B5	10400	9800	VS I max	dec-feb	DA	0	0	1400	600
B6	9000	9400	VSI	dec-feb	DA	0	0	1400	-400

*)in conformitate cu BCE sezonier

În consumul prognozat sunt incluse si consumurile serviciilor proprii ale centralelor (între 397 MW si 726 MW, în functie de palierul de sarcina si de structura productiei) si pierderile de putere activa in RET si RED 110 kV.

2.6. Capacitati de productie

Situatia capacitatilor de productie din SEN la data de 1 iulie 2019 si care sunt estimate ca vor fi disponibile pentru iarna 2019-2020, conform datelor primite de la departamentul RAF (obtinute in baza informatiilor transmise de catre producatorii de energie electrica), este prezentata in tabelul 2.6.

Tabelul 2.6.

	Pi MW	Ci MW	Pneta MW	Rpp MW	Pd MW
TOTAL SEN	24406	21043	19188	4242	20162
<i>Total carbune</i>	6232	4822	4128	1691	4541
din care C.E.Oltenia	4230	3240	2906	1100	3130
din care C.E.Hunedoara	1225	1225	1063	70	1155
<i>Total hidrocarburi</i>	5456	3566	3045	2078	3377
<i>Total apa</i>	6759	6697	6318	383	6377
<i>Total Nucleara</i>	1413	1413	1300	0	1413
<i>Total eoliana</i>	3032	3032	2977	25	3006
<i>Total Solara</i>	1382	1382	1298	61	1320
<i>Total biomasa si biogaz</i>	132	131	122	4	128
<i>Total Geotermala</i>	0.05	0.00	0.00	0.05	0.00

unde:

$$P_i = P_{neta} + C_{si} + C_{sg} + P_{tb}$$

$$P_i = P_d + R_{pp}$$

$$P_i = C_i + P_i \text{ gr. Conservare} + P_i \text{ gr. Retrase pe intervale mai mari de un an}$$

$$P_i = \text{Putere instalata}$$

$$P_{neta} = \text{Puterea neta}$$

$$C_i = \text{Capacitate instalata}$$

$$P_d = \text{Puterea disponibila}$$

$$C_{si} = \text{Puterea consumata in serviciile proprii ale generatorului}$$

$$C_{sg} = \text{Cota parte din consumul serviciilor generale}$$

$$P_{tb} = \text{Consumul in transformatorul de bloc}$$

$$R_{pp} = \text{Reducerile permanente de putere}$$

2.7. Variante de balanta

Modul de acoperire a consumului intern brut si a soldului la diferite paliere de consum este prezentat in tabelul 2.7, considerând diferite structuri ale puterii produse pe tipuri de combustibil. La stabilirea grupurilor care participa la productia necesara acoperirii consumului si soldului detaliata in anexa 2.7.1 s-a tinut cont de:

- programul anual de retrageri grupuri pentru anul 2019, atat pentru grupuri termoelectrice, cat si pentru grupuri hidroenergetice;
- informatii primite de la ELCEN privind prognoza puterilor prioritare;
- informatii primite de la ROMGAZ referitoare la faptul ca pentru perioada analizata SPEE Intern nu are in vedere contractarea de energie electrica;
- informatiile primite de la Operatorii de Distributie referitoare la consumatori (evolutie consum, puneri in functiune a unor statii noi in RED).

Tabelul 2.7.

Codif. balanta	Productie SEN [MW]	Consum SEN [MW]	Palier de consum	Productie RES			Productia în centrale mari [MW]				Sold [MW] Exp.
				eoliana [MW]	fotovolta. [MW]	biomasa [MW]	Termocentrale		CNE	Hidro	
							Cârb	Hidrocarb			
B1	9000	8400	VS T	2835*	0	30	1992	386	1400	2087	600
B2	5500	5200	Gs T	1320**	0	25	1377	265	1400	883	300
B3	10200	9400	VS I	2840*	0	55	2247	1651	1400	1697	800
B4	9100	9200	VD I	1100	350	50	2160	1793	1400	1877	-100
B5	10400	9800	VS I max	0	0	50	3195	1862	1400	3583	600
B6	9000	9400	VS I	0	0	50	2860	1877	1400	2503	-400

unde:

*valoare limita ptr respectarea criteriului N-1 (detalii la cap.3)

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

Balantele 1 si 2 sunt dedicate analizei comportamentului sistemului in luna octombrie 2019 la varf de sarcina fara termoficare si la gol de sarcina – considerat palierul cu cea mai redusa valoare a consumului intern brut la palierul de gol de noapte din cadrul intregii perioade analizate. In cazul balantei 2 s-a determinat puterea maxima care ar putea fi produsa in centralele eoliene in conditii de asigurare a rezervelor pentru servicii de sistem (adecvanta sistemului).

Balanta 3 sta la baza calculelor pentru determinarea puterii maxime care ar putea fi produsa in CEE in conditii de respectare a criteriului N-1 de siguranta a sistemului si cu asigurarea rezervelor pentru servicii tehnologice de sistem (adecvanta sistemului).

Balanta 4 propune o varianta de structura a productiei brute pentru acoperirea consumului la varful de dimineata si a soldului prognozat considerandu-se o productie in CEF de 350 MW si CEE de 1100 MW si sold de import 100 MW.

Balanta 5 este conceputa pentru verificarea comportarii sistemului in conditiile de consum crescut (iarna grea) la palierul varf de seara la care productia in centralele electrice eoliene este minima (0 MW) si sold de export 600 MW.

Balanta 6 prezinta o structura a productiei brute pentru acoperirea consumului la varful de seara fara productie in CEE si CEF si cu sold de import 400 MW.

În anexa 2.7.1 sunt prezentate productiile în centrale în cele 6 variante de balanta analizate la functionarea SEN în iarna 2019-2020. Anexele 2.7.2 si 2.7.3 prezintă structura pe resurse a productiei în SEN corespunzatoare balantelor 1-6, în valori absolute si în procente.

Variantele de balanta considerate corespund posibilitatilor de functionare a SEN din punctul de vedere al puterii disponibile în SEN si al puterii produse pe tipuri de combustibil. Productiile centralelor propuse in anexe nu reprezinta o repartitie optima, ci corespund unei situatii de funcționare probabile, fiind valori luate în considerare pentru analiza circulațiilor de puteri, calculele de stabilitate statică, precum și pentru identificarea restricțiilor de rețea.

2.8. Servicii tehnologice de sistem

confidential

3. REGIMURI STATIONARE DE FUNCTIONARE A SEN

Acest capitol are ca scop analiza regimurilor stationare de functionare a SEN in perioada 01.10.2019 – 31.03.2020.

S-a considerat SEN functionand interconectat cu reseaua europeana continentală sincrona incluzand sistemul electroenergetic ale zonei de Vest a Ucrainei si sistemul electroenergetic al Turciei.

Modelele retelei externe pentru sezonul de iarna 2019 au fost furnizate de catre grupa de lucru NM & FT din cadrul ENTSO-E. S-au utilizat doua modele ale retelei externe, unul pentru regimurile de varf de iarna si unul pentru regimul de gol de noapte de sabbatoare. Acestea au fost realizate pornind de la CGM-urile (Common Grid Models) sezoniere de iarna prognozate in cadrul NMFT (corespunzatoare zilei 15.01.2020, ora 10:30 CET, pentru palierul de varf) si de toamna (corespunzatoare zilei 16.10.2019, ora 3:30 CET, pentru palierul de gol). Se mentioneaza ca modelele respective au fost prelucrate prin echivalarea retelelor indepartate.

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

- LEA 400 kV Portile de Fier-Djerdap
- LEA 400 kV Rosiori-Mukacevo
- LEA 400 kV Tantaraeni-Kozlodui (doar un circuit in functiune, unul in rezerva)
- LEA 400 kV Rahman-Dobrudja
- LEA 400 kV Stupina-Varna
- LEA 400 kV Arad-Sandorfalva
- LEA 400 kV Nadab-Bekescsaba. S-a considerat ca linia 400 kV Oradea Sud-Nadab nu este in functiune.

S-a considerat functionarea fara insula de consum pe linia 400 kV Isaccea-Vulcanesti si fara insule de consum pe liniile 110 kV catre Republica Moldova (Stanca-Costesti, Husi-Cioara, Tutora-Ungheni).

Au fost analizate regimuri stationare de functionare in:

- scheme de calcul, cu retrageri din exploatare de lunga durata. Acestea vor fi considerate ca fiind **scheme cu N elemente in functiune**;
- variante de scheme cu echipamente (linii interne de 220 kV si 400 kV de bucla, linii de 400 kV din interconexiune sau unitati de transformare) retrase din exploatare pe un interval mai scurt din perioada studiata (la nivelul zilelor sau saptamanilor). Acestea vor fi considerate ca fiind **scheme cu N-1 elemente in functiune**.

Pentru fundamentarea schemei normale de functionare adaptata conditiilor din perioada de studiu s-au urmarit:

- incadrarea tensiunilor si curentilor in limitele admisibile in regimuri de durata, cu respectarea criteriului de siguranta (N-1);
- optimizarea ploturilor de functionare pentru unitatile de transformare modelate, in scopul reducerii pierderilor in SEN;
- determinarea restrictiilor in functionare, respectiv a conditionarilor de regim;
- debucularea retelei de 110 kV in toate zonele in care aceasta este in paralel cu reseaua de 220 kV si 400 kV si respectarea criteriilor de siguranta si calitate a energiei electrice;
- identificarea necesitatilor de utilizare a benzii secundare de reactiv;
- identificarea unor valori maxime posibile ale productiei CEE, in anumite regimuri, in conditii de siguranta in functionare a SEN;
- determinarea congestiilor in zona Bucuresti si in sectiunile caracteristice S4, S5 si S6;
- determinarea capacitatilor nete de schimb (NTC).

3.1. Scheme de calcul

Retragerile de lunga durata din exploatare pentru lucrari de retehnologizare (Rth) sunt cele cuprinse in Programul anual de retrageri (PAR) 2019 si cele transmise de catre Directia Investitii pentru perioada 01.01.2020-31.03.2020. Se tine cont si de indisponibilitati, de puneri in functiune, de decalari/ devansari de lucrari, in masura in care informatiile sunt disponibile.

Echipamentele din RET retrase din exploatare sau indisponibile si cele puse in functiune in schema de calcul sunt prezentate in continuare. S-a considerat o schema de calcul pentru perioada analizata.

DET 1:

- LEA 110 kV Razboieni-Roman Nord, LEA 110 kV Vatra-Targu Frumos si LEA 110 kV Barlad-Glavanesti se mentin in functiune;

- **RTh Dumbrava** si **RTh Stejaru**:

Este realizata LEA 220 kV Gutinas-Gheorgheni-derivatie AT1 Dumbrava provizorat, cu injectie in statia 220 kV Dumbrava (prin AT1 220/110 kV) si fara injectie in statia Stejaru. Se mentioneaza ca RTh Stejaru este devansata fata de perioada declarata in PAR 2019. Se aplica corespunzator masuri de regim, anume conectarea CT 110 kV Stejaru. Ca urmare este luata in considerare o declansare a acestei linii 220 kV provizorat la verificare criteriului N-1, in diversele regimuri analizate;

- **RTh Focsani Vest** este considerata finalizata incepand cu septembrie 2019

Se desfiinteaza LEA 220 kV Gutinas-Barbosi provizorat. Se revine cu LEA 220kV Barbosi-Focsani Vest, LEA 220 kV Focsani-Vest-Gutinas si AT 220/110 kV Focsani Vest, se deconecteaza CT 110 kV Liesti si LEA 110 kV Liesti-Maxineni;

- **RTh Smardan**:

LEA 400 kV Smardan-Isaccea c1 urmeaza sa fie in functiune pe fosta celula CT 400 kV, incepand cu luna noiembrie, conform informatiilor primite la momentul inceperii analizelor. Consecinta este ca va fi o singura bara 400 kV in statia Smardan. LEA 400 kV Smardan-Isaccea c2 este considerata retrasa in schema de calcul. Unitatile de transformare T2 400/110 kV si T1 400/110 kV Smardan sunt in functiune pe celula CTf 400 kV, respectiv celula BC 400 kV.

DET 2:

- Statia 110 kV **Baltagesti**, intrare-iesire in LEA 110 kV Gura Ialomitei-Basarabi este echipata cu TC-uri cu $I_n=800$ A. S-a considerat in cadrul analizelor $I_{adm\ 20^\circ C}=530$ A pe LEA 110 kV Baltagesti-Gura Ialomitei, tinand cont de sectiunea conductoarelor active de racord ale celulei LEA 110 kV Baltagesti pana la stalpul nr. 1 din statia Gura Ialomitei, desi de la stalpul nr. 1 din statia Gura Ialomitei conductorul activ are sectiunea 485 mm^2 .

- LEA 110 kV Basarabi-Baltagesti este deconectata in statia Baltagesti;

- LEA 110 kV Ramnicu Sarat-Costieni este deconectata in statia Ramnicu Sarat;

- Se functioneaza cu:

- LEA 110 kV Harsova-Topolog cu derivatie Cismeaua Noua, deconectata in statia Harsova;

- LEA 110 kV Baia-Mihai Viteazu cu derivatie Fantanele, deconectata in statia Baia;

- LEA 110 kV Stejaru-Mihai Viteazu, deconectata in statia Mihai Viteazu;

- **RTh Medgidia Sud**:

T1 400/110 kV Medgidia Sud retras din exploatare; ca urmare LEA 400 kV Cernavoda-Medgidia Sud functioneaza in schema provizorat bloc cu T2-250 MVA printr-un cablu de 400 kV.

- LEA 110 kV Medgidia Nord-Mircea Voda Nord nu se recondutoreaza in perioada analizata;

- **RTh statia Domnesti 400 kV** este finalizata.

Nu se realizeaza modelarea in schema de calcul a lucrarilor si provizoratelor din 110 kV, deoarece nu este confirmata perioada lucrarilor.

- Lucrarea de realizare a **LES 110 kV Fundeni-Nord nou** este finalizata: cablul este $Al\ 1600\text{ mm}^2$, $I_{adm}=789$ A; schema de incadrare in **statia Bucuresti Nord** a acestuia, considerata in schemele de calcul este:

- bara 1 LES 110 kV Fundeni-Nord nou in functiune, LES 110 kV Obor deconectata in Obor;

- bara 2 LES 110 kV Bucuresti Centru deconectata in statia Bucuresti Centru si LES 110 kV Grozavesti in functiune;

- cupla 110 kV Bucuresti Nord deconectata.

- In statia **Bucuresti Centru** cupla 110 kV este conectata, distributia pe bare este:

bara A LES 110 kV Bucuresti Nord deconectata in statia Bucuresti Centru, LES 110 kV Panduri deconectata in statia Panduri;

bara 2 LES 110 kV Bucuresti Centru LES 110 kV Bucuresti Sud in functiune;

- Statia **Pajura**: LES 110 kV Baneasa este in functiune, LES 110 kV Timpuri Noi in rezerva;

- Nu sunt considerate puse in functiune statiile 110 kV Metrou Parc Drumul Taberei, Metrou Academia Militara, Transilvania (fosta Tunari);

- Bobina de compensare din statia **Bucuresti Sud** este in continuare indisponibila;

- Bobinele de comentase BC1 și BC2 noi din stația **Isaccea** puse in functiune, astfel incat analiza s-a realizat considerand in schema de calcul ambele bobine in functiune.

DET 3:

- T4 400/110 kV **Draganesti Olt** s-a pus in functiune, fiind utilizata o unitate de transformare din rezerva de sistem. Ca urmare in statia 220/110 kV Turnu Magurele se va functiona cu o unitate de transformare 220/110 kV și cu CT 110 kV Turnu Magurele deconectata;
- LEA 110 kV Arges Sud-Jibelea, Valea Danului-Cornetu cu derivatie Gura Lotrului se mentin in functiune;
- Se va functiona cu AT 220/110 kV Urechesi, iar AT 220/110 kV Targu Jiu Nord va fi in rezerva;
- RTh **Turnu Severin Est** este finalizata.
- Se revine la functionarea debuclata intre zona 110 kV Turnu Severin Est si Resita. Se anuleaza automatizarea ASS din statia 110 kV Toplet. Au fost modelate unitatile noi de transformare din statie;
- RTh **Craiova Nord** continua:
- S-a realizat LEA 220 kV Isalnita-Sardanesti provizorat prin realizarea unui sunt intre LEA 220 kV Sardanesti-Craiova Nord si LEA 220 kV Craiova Nord-Isalnita, c1. Se mentioneaza ca LEA 220 kV Craiova Nord-Isalnita, c2 este in functiune in Craiova Nord printr-o celula mobila. Celula 220 kV si AT 1 – 200 MVA, 220/110 kV, celula AT 2 – 200 MVA, 220/110 kV retrase din exploatare si AT 2 – 200 MVA, 220/110 kV in functiune pe CTf 220 kV.

DET 4:

- CT 110 kV **Vascau** si bucla LEA **110 kV Salonta-Ch. Cris** sunt in functiune; LEA 110 kV Beius si Brad in functiune pe B1-110 kV; LEA 110 kV Sudrigiu si Virfurile in functiune pe B2-110 kV;
- **Nu** este inca finalizata si data in exploatare LEA **400 kV Nadab-Oradea Sud**;
- Consumatorul **Cuptoare** (Otelu Rosu) alimentat din statia 110 kV Iaz este oprit;
- Consumatorii **Otelarie Resita** (alimentat din statia 220 kV Resita) si **Otelarie Hunedoara** (alimentat din statia 220 kV Pestis) in functiune;
- RTh **Hasdat**

Sunt realizate provizorate atat in 220 kV cat si in 110 kV;

Este realizata LEA 220 kV Mintia-Retezat provizorat;

Este realizata LEA 220 kV Baru Mare-Pestis-derivatie Otelarie Hunedoara provizorat;

Celule LEA 220 kV Retezat, Mintia, Baru Mare, Pestis sunt retrase din exploatare in perioada 01.04.2019 – 30.09.2019;

Pentru a asigura alimentarea consumatorilor statiei Hasdat din 110 kV sunt realizate provizoratele LEA 110 kV Laminoare-Hunedoara oras T2-CFR Pui, LEA 110 kV Laminoare-Hunedoara oras T1-Hateg, LEA 110 kV Calan-Ghelar, LEA 110 kV Pestis-Teliuc.

• In statia **Laminoare** se mentine deconectata CT 110 kV. Se mentin în functiune LEA 110 kV Pestis c1 si c2. Zonele Hateg, Pestis si Mintia functioneaza buclat. LEA 110 kV Simeria-Calan ramane conectata in Calan.

- RTh **Resita**

AT2 220/110 kV Resita este retras definitiv din exploatare, iar LEA 220 kV Resita-Iaz, c2 este dezlegata in statia Resita. Cat timp LEA 220 kV Resita-Iaz, c2 este dezlegata, nu se retrage LEA 220 kV Resita-Iaz, c1. CT 220 kV Resita provizorat este in functiune utilizand fosta celula 220 kV AT2 220/110 kV Resita.

DET 5:

• Se considera ca zona 110 kV **Campia Turzii** va functiona debuclat de zona 110 kV Alba Iulia, se va functiona cu ambele AT 220/110 kV **Alba Iulia**, cu CT 110 kV Alba Iulia deconectata si cu LEA 110 kV Aiud – derivatie Ocna Mures si LEA 110 kV Aiud – derivatie IMA – derivatie Ocna Mures in rezerva calda la bara 2 - 110 kV Campia Turzii. AT 200 MVA, 220 kV Campia Turzii in functiune pe bara 1 – 110 kV, functionand buclat cu zona Cluj. In statia 220/110 kV Cluj un AT AT 220/110 kV **Cluj Floresti** este in functiune, celalalt in rezerva iar CT 110 kV Cluj Floresti este conectata;

• Se considera AT1 220/110 kV **Alba Iulia** disponibil si pus in functiune, dupa inlocuirea sa. Ca urmare CT 110 kV Alba Iulia se deconecteaza, zona 110 kV **Campia Turzii** va functiona debuclat de zona 110 kV Alba Iulia. Se mentine in statia **Cluj Floresti** o singura unitate de transformare in functiune si CT 110 kV conectata;

• In statia **Ungheni** se considera ca se retrage AT1 vechi 220/110 kV, AT2 220/110 kV nou fiind deja disponibil si pus in functiune. Se considera ca nu este disponibila decat o unitate de transformare in aceasta statie.

Retragerile din exploatare de durata mai scurta decat cele mentionate mai sus, sunt analizate la capitolele de regimuri cu un echipament retras din exploatare si cu verificarea criteriului de siguranta N-1.

La modelarea transformatoarelor si autotransformatoarelor s-au utilizat parametrii unitatilor de transformare noi puse in functiune ca urmare a incheierii lucrarilor de RTh sau inlocuirii.

Modelarea CEE si CEF pentru calculele de regimuri stationare s-a facut la tensiunea de 110 kV sau 400 kV, unde este considerat punctul comun de conectare. La modelarea acestora s-a considerat banda de variatie a puterii reactive corespunzand respectarii cerintei privind $\cos \varphi$ in punctul comun de conectare, anume: $-0.95 < \cos \varphi < 0.95$ la CEE si $-0.9 < \cos \varphi < 0.9$ la CEF care debiteaza in reseaua de 110 kV. CEF care debiteaza in reseaua de mt sunt considerate fara schimb de reactiv cu reseaua electrica.

3.2. Variante de regimuri analizate

S-au stabilit 6 regimuri de functionare a SEN, regimuri care au in vedere balantele de putere determinate in capitolul 2. Variantele de regim analizate sunt prezentate in 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	confidential	confidential	confidential	confidential	600
R2	GS	5200					300
R3*)	Vs I	9400					800
R4	Vd I - NMFT	9200					-100
R5	Vs I max	9800					600
R6	Vs I (import)	9400					-400

*) R3 este regim de baza.

Pe acest regim de varf se efectueaza calcule de stabilitate statica, stabilitate tranzitorie, managementul congestiilor. Este un regim semnificativ prin durata acoperita si are un palier de consum cu probabilitate mare de realizare.

**) Productia in CEE este cea stabilita in urma parcurgerii mai multor iteratii, pornind de la valoarea initiala propusa prin tema (valoarea puterii instalate, mai precis puterea disponibila neta) si ajungand la o valoare astfel incat:

- sa poata fi acoperit palierul de consum cu productie;
- sa se asigure serviciile tehnologice de sistem;
- sa se respecte soldul propus;
- sa fie respectat criteriul N-1 in schema completa.

3.3. Analiza regimurilor de functionare

Pentru analiza regimurilor de functionare, generatoarele cu o putere instalata de cel putin 50 MW au fost modelate individual la medie tensiune. Suplimentar, s-au modelat la medie tensiune si generatoarele din CHE Gogosu, Portile de Fier II, Remeti, Munteni, avand puteri instalate mai mici de 50 MW. Celelalte centrale ($P_i < 50 \text{ MW}$), inclusiv CEE si CEF, au fost modelate la bara 110 kV sau 400 kV pentru calculele de regim permanent.

3.3.1. Prezentarea CEE modelate

S-au modelat in regimuri CEED $\geq 5 \text{ MW}$ aflate in exploatare la data de 01.07.2019. S-a considerat banda de variatie a puterii reactive corespunzand respectarii cerintei privind $\cos \varphi$ in punctul comun de conectare, anume: $-0.95 < \cos \varphi < 0.95$ pentru CEE. CEED modelate au fost considerate ca facand parte din anumite **zone** de retea, la care se va face referire pe parcursul studiului. In general, impactul productiei CEE din fiecare de zona asupra circulatiilor de putere intr-un anumit regim este comun. Gruparea pe zone permite luarea unei decizii de limitare a puterii produse de CEE in mod specific, doar pentru acele CEE care sunt influente asupra incarcarii peste limita admisibila a unui anumit element. Zonele in care se afla CEE, asa cum sunt definite in cadrul studiului, sunt urmatoarele:

- zona 110 kV Dobrogea, compusa din:

- zona Tulcea;
- zona Constanta+Medgidia

In cadrul zonei Constanta+Medgidia se defineste **zona Harsova+Medgidia**:

LEA 110 kV Mircea Voda-Medgidia Sud;
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 cu derivatie Cismeaua Noua.

- zona statiei 400/110 kV Tariverde;

- zona Dobrogea este compusa din **Dobrogea 110 kV** si **zona Tariverde**;

Zona Dobrogea este delimitata de:

LEA 400 kV Tulcea Vest-Isaccea;
LEA 400 kV Constanta Nord-Cernavoda;
LEA 400 kV Medgidia Sud-Cernavoda;
LEA 110kV Basarabi-Baltagesti

- zona statiilor 400/110 kV Stupina si Rahman;

- zona Baltagesti, G.Ialomitei;

- zona 110 kV L.Sarat, Smardan;

- zona sectiunii S6:

zona Dobrogea;
zona 110 kV L.Sarat-Smardan;
zona Stupina-Rahman ;
zona Baltagesti-G. Ialomitei;

- zona Moldova (inclusiv zona Buzau);

- zona Banat.

In tabelul 3.2 se prezinta valorile insumate ale puterii nete disponibile **modelate** a CEE din fiecare **zona** descrisa mai sus, precum si gruparea lor pe **DET-uri**.

Tabel 3.2

DET si 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 mentioneaza ca nu au fost modelate CEE nedispecerizabile, cuantumul productiei nete disponibile a acestora, la nivelul 01.07.2019 fiind cca. 71 MW din cca. 2977 MW, total CEE dispecerizabile si nedispecerizabile.

3.3.2. Prezentarea CEF modelate

Modelarea CEF dispecerizabile s-a facut la 110 kV pentru calculele de regim permanent. In tabelul 3.3 se prezinta CEF modelate, DET-ul in care se afla, statia in care a fost modelata ca fiind racordata CEF respectiva si puterea disponibila neta la 01.07.2019. S-a considerat banda de variatie a puterii reactive corespunzand respectarii cerintei privind $\cos\phi$ in punctul comun de conectare, anume: $-0.9 < \cos\phi < 0.9$ pentru CEF care debiteaza la 110 kV si schimb de reactiv 0 cu reseaua pentru cele care debiteaza in reseaua de mt. S-au considerat CEF in functiune in regimul R4, palier de varf de consum de dimineata iarna, la valoarea de productie de cca. 350 MW.

Tabel 3.3

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

3.3.3. Analiza regimurilor de functionare in schema N

Analiza regimurilor de functionare in schema N are ca scop:

- obtinerea unor regimuri economice de functionare prin minimizarea circulatiilor de putere reactiva;
- verificarea criteriului N-1 in schema N pentru toate regimurile stabilite.

In continuare sunt prezentate rezultatele analizelor dupa cum urmeaza:

- circulatiile de putere;
- valorile tensiunilor;
- consumurile proprii tehnologice din RET si RED;
- Verificarea criteriului de siguranta N-1 in regimurile de functionare stabilite.

A. Circulatii de putere

Regimul R3 ca regim de baza este definit de topologia prezentata in paragraful 3.1, balanta 3, palier de consum VSI, sold de export 800 MW, banda primara de variatie a puterii reactive pentru generatoarele modelate la borne, productie CEE confidential, productie CEF confidential. Modul de stabilire a productiei maxim admisibile este prezentat la capitolul D, Regim R3.

LEA 400 kV cele mai incarcate in regimul R3 sunt prezentate in ordine descrescatoare in tabelul urmator.

	Denumire linie / sens circulatie P			Circulatie
	Din		catre	P[MW]
L 400 kV	TULCEA VEST	-	ISACCEA	883
L 400 kV	SMIRDAN	-	GUTINAS	712
L 400 kV	CERNAVODA	-	PELICANU	637
L 400 kV	GURA IALOMITEI	-	BUCURESTI SUD	614
L 400 kV	SIBIU SUD	-	IERNUT	576
L 400 kV	PELICANU	-	BUCURESTI SUD	512
L 400 kV	TARIVERDE	-	TULCEA VEST	482
L 400 kV	CERNAVODA	-	GURA IALOMITEI c2	463
L 400 kV	CERNAVODA	-	GURA IALOMITEI c1	446
L 400 kV	DARSTE	-	BRAZI	444
L 400 kV	TANTARENI	-	SIBIU SUD	442
L 400 kV	BUCURESTI SUD	-	DOMNESTI	409
L 400 kV	STUPINA	-	VARNA	395
L 400 kV	BRASOV	-	SIBIU SUD	394
L 400 kV	GURA IALOMITEI C2	-	LACU SARAT	363
L 400 kV	RAHMAN	-	DOBRUDJA	355
L 400 kV	LACU SARAT	-	SMARDAN c1	346
L 400 kV	DARSTE	-	BRASOV	320
L 400 kV	IERNUT	-	GADALIN	306
L 400 kV	TANTARENI	-	BRADU	276
L 400 kV	URECHESTI	-	TANTARENI	256
L 400 kV	GUTINAS	-	BACAU SUD	245

Denumire linie / sens circulatie P				Circulatie
	Din		catre	P[MW]
L 400 kV	URECHESTI	-	TARGU JIU	242
L 400 kV	BACAU SUD	-	ROMAN NORD	239
L 400 kV	GUTINAS	-	BRASOV	235
L 400 kV	PORTILE DE FIER	-	DJERDAP	230
L 400 kV	ISACCEA	-	LACU SARAT	222
L 400 kV	SIBIU SUD	-	MINTIA	217
L 400 kV	CLUJ EST	-	GADALIN	174
L 400 kV	MUKACEVO	-	ROSIORI	165

În cazul primelor 8 dintre aceste linii de 400 kV se *depaseste puterea naturala* (de cca. 450 MW). Au fost marcate distinct liniile de interconexiune. Se mentioneaza ca au fost excluse din aceasta ordonare liniile de evacuare din centrale.

LEA 220 kV cele mai incarcate in regimul R3 peste puterea naturala (de cca. 140 MW) sunt prezentate in ordine descrescatoare in tabelul urmator.

Denumire linie / sens circulatie P				Circulatie
	din		catre	P[MW]
L 220 kV	URECHESTI	-	TARGU JIU NORD	242
L 220 kV	TARGU JIU NORD	-	PAROSEN	240
L 220 kV	PORTILE DE FIER	-	RESITA c1	236
L 220 kV	PORTILE DE FIER	-	RESITA c2	235
L 220 kV	PAROSEN	-	BARU MARE	188
L 220 kV provizorat	GUTINAS	-	GHEORGHENI (derivatie AT1 Dumbrava provizorat)	173
L 220 kV	RESITA	-	TIMISOARA c1	168
L 220 kV	RESITA	-	TIMISOARA c2	168
L 220 kV	PESTIS	-	BARU MARE	165
L 220 kV	BARBOSI	-	FILESTI	161
L 220 kV	BUCURESTI SUD	-	FUNDENI c1	154
L 220 kV	BUCURESTI SUD	-	FUNDENI c2	154
L 220 kV	LACU SARAT	-	FILESTI	140

Circulatiile de putere in reseaua de 220-400 kV in schema completa, pentru toate regimurile analizate sunt prezentate in **anexele 3.3**.

Schimbul de putere reactiva cu sistemele vecine trebuie sa fie foarte redus, pentru a respecta prevederile din conventiile de exploatare pe liniile de interconexiune.

B. Nivel de tensiune si stabilirea domeniului de variatie al tensiunii

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

- Generatoarele sincrone din centralele electrice clasice prin modificarea tensiunii la borne, utilizand banda primara de Q din diagrama de capacitate P-Q, CEE si CEF cu diagramele P-Q corespunzatoare, grupurile eoliene de tipul „wind free”, precum si bateriile de condensatoare si bobinele de compensare din CEE, CEF racordate in reseaua electrica de 110 kV;
- Bobinele de compensare;
- Ploturile de functionare ale unitatilor de transformare de sistem si bloc.

În ceea ce privește reglajul puterii reactive cu ajutorul generatoarelor sincrone, nivelul tensiunii la bornele generatoarelor a fost stabilit ținând cont de două cerințe care trebuie îndeplinite simultan, astfel încât:

- generatoarele să nu funcționeze în capacitiv, unde ar fi mai instabile dinamic și pentru că tensiunile în nodurile de control din RET să se mențină la un nivel cât mai ridicat (pentru a asigura un domeniu mai mare de variație a tensiunii în nodurile de control din RET);
- tensiunile în RET și RED să nu depășească limitele admisibile superioare.

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

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

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

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

Se menționează că, în ceea ce privește ploturile unităților de transformare de bloc și de sistem, acestea au fost setate inițial pe poziția nominală (cu excepția unor transformatoare bloc cu plot blocat pe o anumită poziție). După acest pas inițial s-a realizat o optimizare a funcției obiectiv de minimizare a CPT în SEN, în condițiile menținerii tensiunilor în limite admisibile.

În anexa **confidential** 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 varf cu producție 0 în CEE (R5, R6).

Regimurile 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 statică.

Regimul R2 este caracterizat prin depășiri ale nivelului admisibil de tensiune în nodurile RET și RED atât în schema 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 din zona Dobrogea;
- s-au considerat conectate toate bobinele de compensare disponibile din SEN, prezentate în anexa 3.9.
- a fost necesară **confidential**;
- a fost necesară deconectarea de linii descarcate:
 - LEA 220 kV Alba Iulia – Sugag;
 - LEA 220 kV Alba Iulia – Galceag;
 - LEA 220 kV Mintia – Retezat provizorat;
 - LEA 400 kV Bradu – Brașov;
 - LEA 400 kV Urechești – Domnești.
- reglarea tensiunilor din R2 s-a făcut astfel încât acestea să se încadreze în limitele admisibile, atât în schema completă, cât și la declansări intempestive, generatoarele pe carbune 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 este un regim de varf de seară maxim corespunzător lunilor de iarnă. Palierul de consum este **confidential**, în condițiile unui sold de export de 600 MW, iar producția în CEE 0 MW și

CEF 0 MW. In acest regim productia in centralele termoelectrice si hidroelectrice este la un nivel mai ridicat fata de celelalte regimuri, pentru a compensa lipsa productiei din CEE si CEF. Au fost identificate probleme cu depasirea limitelor admisibile de tensiune in zonele Dobrogea si Moldova. Pentru mentinerea tensiunilor in limitele admisibile a fost necesara utilizarea mijloacelor disponibile astfel:

- conectarea suplimentara fata de regimul de baza R3 a bobinelor de compensare din statiile Suceava 400 kV, Gutinas 400 kV, Isaccea 400 kV, Cernavoda 400 kV;
- comutarea ploturilor transformatoarelor si autotransfomatoarelor din SEN fata de regimul R3.

Regimul de varf R6 este un regim de varf seara corespunzator lunilor de iarna (noiembrie 2019 – martie 2020). Palierul de consum este **confidential**, in conditiile unui sold de import de 400 MW, iar productia in CEE 0 MW si CEF 0 MW. In acest regim productia in termoelectrice si hidroelectrice este la un nivel mai ridicat fata de celelalte regimuri, pentru a compensa lipsa productiei din CEE si CEF. Au fost identificate probleme cu depasirea limitelor admisibile de tensiune in zonele Dobrogea si Moldova.

Pentru mentinerea tensiunilor in limitele admisibile a fost necesara utilizarea mijloacelor disponibile astfel:

- conectarea suplimentara fata de regimul de baza R3 a bobinelor de compensare din statiile Suceava 400 kV, Gutinas 400 kV, Isaccea 400 kV (ambele BC), Cernavoda 400 kV (cea de-a doua BC).
- comutarea ploturilor transformatoarelor si autotransfomatoarelor din SEN fata 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 (care nu sunt in interiorul sectiunilor caracteristice S3, S4, S5) s-au stabilit pentru regimul de functionare de varf (R3) in urma unor analize de verificare a criteriului N-1, cu scaderea iterativa a tensiunilor impuse la bornele generatoarelor, astfel incat regimurile obtinute sa nu aiba tensiuni mai mici decat 380 kV, 198 kV si 99 kV in RET si RED. Pentru statiile de 400 si 220 kV care se afla in interiorul sectiunilor deficitare S3, S4, S5 sau la interfata lor, criteriul N-1 s-a aplicat pentru schema N, la balante de puteri corespunzand nivelului puterilor admisibile calculate la capitolul de stabilitate statica.

Valorile maxime s-au identificat pe baza tensiunilor din regimul corespunzator palierului de gol.

Benzile de tensiune in nodurile de control ale RET sunt prezentate in anexa 3.7.

C. Consumul propriu tehnologic

confidential

D. Verificarea criteriului de siguranta N-1 pentru regimurile de functionare

La functionare in schema completa de calcul pentru iarna 2019-2020, declansarea unui element de retea poate conduce la regimuri cu tensiuni si curenti in afara limitelor admisibile, posibil a fi rezolvate, fie prin masuri preventive, fie prin masuri postavarie. Acestea:

- vor fi incluse in propunerea de schema normala de functionare pentru iarna 2019-2020, sau

- se vor aplica ca abatere de la schema normala.

In toate regimurile, s-a verificat ca pot fi mentinute in rezerva unitati de transformare in unele statii. Stabilirea unitatilor de transformare in rezerva se face in baza analizelor de reducere a CPT, dar cu respectarea criteriului N-1, tinand cont ca desemnarea unitatii in functiune este facuta de ST-uri avand in vedere alternanta sezoniera (semestrială/ lunara). Astfel, unitatile de transformare din statiile cu mai multe unitati de transformare, considerate in schema de calcul a fi mentinute in rezerva sunt:

DET 1:

AT4 220/110 kV Gutinas, AT3 400/220 kV Lacu Sarat (in luna para), AT2 220/110 kV FAI;

DET 2:

AT1,3 – 220/110 kV Turnu Magurele, T3 – 400/110 kV Gura Ialomitei, AT1 – 220/110 kV Ghizdaru;

DET 3:

AT1 – 220/110 kV Isalnita, AT1 – 220/110 kV Craiova Nord (Rth), AT1 – 220/110 kV Arefu, AT2 – 220/110 kV Gradiste, AT 220/110 kV Targu Jiu Nord;

DET 4:

AT1 220/110 kV Pestis, AT1 220/110 kV Mintia, AT3 400/220 kV Mintia, AT2 220/110 kV Iaz, T2 400/110 kV Oradea Sud

DET 5:

AT2 – 220/110 kV Cluj Floresti, AT1 – 220/110 kV Gheorghieni, AT2 – 220/110 kV Ungheni (Rth).

In toate regimurile, datorita mentinerii in rezerva calda a unor unitati de transformare se functioneaza conform informatiilor din tabelul 3.7.

Tabel 3.7

Mentinere in rezerva	DET	Masura de regim privitoare la alte unitati de transformare in functiune
AT4 – 220/110 kV Gutinas	1	AT2 – 220/110 kV Borzesti si AT3 220/110 kV Gutinas in functiune
AT2 – 220/110 kV FAI	1	AT1 – 220/110 kV FAI si AT 220/110 kV Munteni in functiune
AT3 – 400/220 kV Lacu Sarat	1	in luna para; in luna impara este in rezerva AT4 400/220 kV Lacu Sarat
AT 1 – 220/110 kV si AT 3 – 220/110 kV Tr. Magurele	2	AT2 – 220/110 kV Turnu Magurele, AT2 – 220/110 kV Ghizdaru
T3 – 400/110 kV Gura Ialomitei	2	T4 – 400/110 kV Gura Ialomitei, T2 – 400/110 kV Pelicanu si AT 220/110 kV Mostistea in functiune
AT1 – 220/110 kV Ghizdaru	2	AT2 – 220/110 kV Ghizdaru
AT1 – 220/110 kV Isalnita	3	AT2 – 220/110 kV Isalnita, AT 220/110 kV Urechesi, AT 220/110 kV Sardanesti si AT2 – 220/110 kV Craiova Nord in functiune
AT1 – 220/110 kV Craiova Nord retras din exploatare pentru Rth Craiova Nord	3	AT2 – 220/110 kV Craiova Nord, AT 220/110 kV Urechesi, AT 220/110 kV Sardanesti si AT1 – 220/110 kV Isalnita in functiune
AT 1 – 220/110 kV Arefu	3	AT2 – 220/110 kV Arefu, AT1,2 – 220/110 kV Bradu, AT 220/110 kV Pitesti Sud in functiune
AT 220/110 kV Targu Jiu Nord	3	AT 220/110 kV Sardanesti, AT 220/110 kV Urechesi in functiune
AT2 – 220/110 kV Gradiste	3	AT 1 – 220/110 kV Gradiste, T 400/110 kV Draganesti Olt in functiune
AT1 – 220/110 kV Pestis	4	AT2 – 220/110 kV Pestis si AT2 – 220/110 kV Mintia in functiune
AT1 – 220/110 kV Mintia	4	AT2 – 220/110 kV Mintia si AT2 – 220/110 kV Pestis in functiune
AT3 – 400/220 kV Mintia	4	AT4 – 400/220 kV Mintia in functiune

Mentinere in rezerva	DET	Masura de regim privitoare la alte unitati de transformare in functiune
AT2 – 220/110 kV Iaz	4	AT1 – 220/110 kV Resita si AT1 – 220/110 kV Iaz in functiune
T2 – 400/110 kV Oradea Sud	4	T1 – 400/110 kV Oradea Sud in functiune
AT2 – 220/110 kV Cluj Floresti	5	AT1 – 220/110 kV Cluj Floresti si AT 220/110 kV Campia Turzii in functiune
AT1 – 220/110 kV Gheorghieni	5	AT2 – 220/110 kV Gheorghieni in functiune
AT2 – 220/110 kV Ungheni retras din exploatare pentru Rth Ungheni	5	AT1 – 220/110 kV Ungheni

Se mentioneaza ca in intreg sezonul analizat (o singura schema de calcul) avem urmatoarele situatii privind unele unitati de transformare:

- AT2 220/110 kV Dumbrava este retras din exploatare pentru RTh Dumbrava conform PAR 2019; este posibil ca retragerea sa se prelungeasca si in anul 2020;
- AT 220/110 kV Stejaru este retras din exploatare pentru RTh Stejaru;
- AT1 220/110 kV Brazi Vest, AT2 220/110 kV Brazi Vest, AT 220/110 kV Teleajan si AT 220/110 kV Stalpu sunt in functiune;
- T1 400/110 kV Medgidia Sud este retras pentru RTh Medgidia Sud;
- AT1, AT2 220/110 kV Bradu si AT3, AT4 400/220 kV Bradu in functiune;
- AT2 220/110 kV Turnu Severin Est este pus in functiune; se functioneaza cu ambele AT-uri;
- AT1 220/110 kV Hasdat este retras din exploatare pentru RTh; AT2 220/110 kV este retras definitiv din exploatare;
- T4 400/110 kV Draganesti Olt este disponibil;
- AT1 220/110 kV Craiova Nord este retras din exploatare pentru RTh Craiova Nord; AT2 220/110 kV Craiova Nord este in functiune prin CTf 220 kV;
- AT1 220/110 kV Alba Iulia este pus in functiune; sunt in functiune ambele unitati de transformare si CT 110 kV Alba Iulia in rezerva ;
- AT1 220/110 kV Ungheni este retras din exploatare pentru RTh Ungheni;
- AT2 220/110 kV Gheorghieni nou este in functiune.

In toate regimurile reseaua 110 kV racordata la barele A si B 110 kV Fundeni functioneaza debucelat: LEA 110 kV Fundeni-CET Brazi cu derivatie Tancabesti deconectata in Fundeni, Afumati-Caciulati deconectata in Afumati si CT 110 kV Solex deconectata (cu urmatoarea distributie in statia Solex:

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

Bara 2 Solex: LEA 110 kV Fundeni bara B;

- Bobina de compensare 110 kV din statia Fundeni este disponibila si in functiune la unele regimuri la bara B 110 kV, CL 110 kV si CL 220 kV Fundeni sunt conectate.
- LES 110 kV Fundeni-Otopeni este conectata, LES 110 kV Timpuri Noi-Pajura se deconecteaza in statia Pajura. LES 110 kV Pajura-Baneasa este conectata.
- La declansarea AT1, respectiv AT2 220/110 kV Fundeni, consumatorii statiilor racordate la bara 110 kV A, respectiv bara 110 kV B a statiei Fundeni raman alimentati.

In toate regimurile CLT 110 kV Progresu este conectata.

In toate regimurile, la declansarea si dupa probarea nereusita cu tensiune a:

- LEA 400 kV Rosiori-Oradea Sud, se deconecteaza postavarie T 400/110 kV Oradea Sud aflat in functiune;
- LEA 400 kV Cluj E.-Gadalin, se deconecteaza postavarie T7 400/110 kV Cluj E (si invers);
- LEA 400 kV Roman Nord-Suceva, se deconecteaza postavarie T2 400/110 kV Suceava (si invers);
- LEA 220 kV Stalpu-Teleajen, se deconecteaza postavarie AT 220/110 kV Stalpu (si invers);
- LEA 220 kV Rosiori-Vetis se deconecteaza postavarie AT 220/110 kV Vetis (si invers);
- LEA 220 kV Bradu-Pitesti S. se deconecteaza postavarie AT 220/110 kV Pitesti S. (si invers);
- LEA 220 kV Cetate-Calafat se deconecteaza postavarie AT 220/110 kV Calafat (si invers).

Deconectarea unitatii de transformare se face dupa probarea nereusita a liniei declansate. Pe perioada functionarii in gol cu unitatea de transformare se aduce in rezerva BC 400 kV, in statiile unde este instalata.

In toate regimurile, zona Tulcea va functiona debuclet de zona Constanta-Medgidia, **indiferent de productia CEE**.

Debutarea este realizata astfel:

- pe LEA 110 kV Harsova-Topolog cu derivatie Cismeaua Noua, in statia Harsova;
- pe LEA 110 kV Baia-Mihai Viteazu cu derivatie Fantanele, in statia Baia;
- pe LEA 110 kV Stejaru-Mihai Viteazu, in statia Mihai Viteazu.

Realizarea separarii intre Tulcea si Constanta-Medgidia permite mentinerea productiei maxim posibila a CEE, atat in zona Tulcea , cat si in zona Constanta din exteriorul sectiunii Harsova-Medgidia (CEE Pestera, Chirnogeni, Cobadin, Pecineaga 2, Mihai Viteazu 1 si Mihai Viteazu 2), la declansari in RET sau RED.

De asemenea, LEA 110 kV Ostrov-L.Sarat c1 si c2 este debutata in statia Ostrov.

Bucarea zonelor Tulcea si Constanta+Medgidia se realizeaza in unele scheme de retrageri.

In toate regimurile, conform cerintelor DET 3, se conecteaza LEA 110 kV Arges Sud –Jibla, Valea Danului-CHE Cornetu cu derivatie CHE Gura Lotrului. LEA 110 kV Poiana Lacului-Cazanesti este deconectata in schema de calcul, dar poate fi conectata pentru un nivel ridicat al productiei CHE Olt.

In toate regimurile, schema in statia Tariverde este urmatoarea:

- Bara 1A - 400 kV: T1,3 400/110 kV si LEA 400 kV Constanta N.-Tariverde;
- Bara 2A - 400 kV:T2 400/110 kV si LEA 400 kV Tulcea V.-Tariverde;
- Bara 1 - 110 kV: T1,3 400/110 kV, CEE Fantanele Est, Fantanele Vest;
- Bara 2 - 110 kV: T2 400/110 kV, CEE Cogeaalac,

pentru a evita incarcarea CT 110 kV Tariverde peste limita admisibila data de TC (cu $I_{TC}=800A$), la declansarea unei unitati de transformare 400/110 kV Tariverde. CEE Fantanele Est + Vest si Cogeaalac vor debita puterea totala astfel: productia sa fie de maxim **confidential** pe bara 2 110 kV Tariverde, astfel incat sa se previna incarcarea cuplei 110 kV peste $I_{adm}=120\%*I_{TC}$, unde $I_{TC}=800 A$, la declansarea acestei singure unitati de transformare. Daca productia este mai mare decat acest prag, atunci **postavarie**, dupa declansarea unitatii de transformare, aceasta se limiteaza la **confidential**.

In toate regimurile se functioneaza cu CL 110 kV Sibiu Sud conectata, deoarece exista un singur transformator 400/110 kV in statia Sibiu Sud .

In toate regimurile in statia Mintia 220 kV se functioneaza cu CL si cu una dintre cuplele combinate conectate cu functie de CT.

In toate regimurile structura retelei in sectiunea caracteristica S4 este urmatoarea:

1. LEA 110 kV Fagaras conectata pe bara 2 in statia Hoghiz
2. LEA 110 kV Tusnad-Valea Crisului deconectata;
3. LEA 110 kV Copsa Mica-Medias deconectata;
4. LEA 110 kV Tarnaveni-Medias conectata;
5. CC 110 kV Tarnaveni conectata CT;
6. LEA 110 kV Tauni-Blaj deconectata;
7. CT 110 kV Campia Turzii conectata;
8. LEA 110 kV Campia Turzii-Aiud, cu derivatie Ocna Mures si LEA 110 kV Campia Turzii-Aiud, cu derivatie IMA deconectate;
9. LEA 110 kV Orlat - M. Sibiului - Petresti conectata;
10. CT 110 kV Vascau conectata;
- 11 . LEA 110 kV Salonta-Ch. Cris conectata.

In toate regimurile se functioneaza cu CL, CTA si CTB 110 kV Brasov in rezerva, cu cuplele 110 kV Zizin si Sfantu Gheorghe conectate.

In toate regimurile se functioneaza cu CLT 220 kV intre statiile 220 kV Targoviste A si B conectata.

Regim R1

D1 Regimul R1 este un regim de varf mediu seara zi lucru, corespunzator lunii octombrie. Palierul de consum este 8400 MW, in conditiile unui sold de export de 600 MW, fara termoficare in functiune (cu exceptia confidential, dar care sunt considerate cu o productie mult mai mica decat in toate celelalte regimuri) si confidential in functiune.

Productia CEF este egala cu 0 MW.

Temperatura mediului ambiant este considerata 20°C.

Productia CEE se determina pornind de la valoarea maxima neta de confidential, astfel incat sa fie respectat criteriul N-1.

D2 Regimul R1 este analizat prin raportare la regimul de baza R3, in ceea ce priveste evacuarea in siguranta a productiei CEE. S-au facut verificari justificate de faptul ca regimul R1 are un palier de consum mai mic fata de cel din regimul R3 (8400 MW fata de 9400 MW), alt sold de export (600 MW fata de 800 MW) si alta structura de productie pentru acoperirea acestora. Procedura de determinare a productiei maxime a CEE care se poate evacua este prezentata in subcapitolul analizei regimului de baza R3, in acest subcapitol fiind prezentate doar concluziile pentru regimul R1. Au fost considerate urmatoarele masuri topologice: conectare LEA 110 kV Pogoanele-Jugurean, conectare, LEA 110 kV Liesti-Maxineni si CT 110 kV Liesti. Valoarea obtinuta este de de cca. confidential si reprezinta valoare limitata in CEE din zona HMC (doar confidential limitare in R1, fata de confidential in R3), in confidential aceeasi limitare in ambele regimuri confruntate, celelalte CEE din SEN fiind in functiune la puterea disponibila maxima la fel ca in R3. In aceste conditii In regimul R1 circulatia pe LEA 400 kV Smardan-Gutinas este de cca. 690 MW (988 A). In regimul R3 circulatia pe LEA 400 kV Smardan-Gutinas este 714 MW (1023 A). La declansarea LEA 400 kV Smardan-Gutinas, incarcarea pe LEA 220 kV Barbosi-Filesti in R1 este 741 A, inferioara fata de R3 unde incarcarea este de 756 A. De asemenea la aceasta declansare, incarcarea in R1 a LEA 110 kV Liesti-ICM Tecuci este inferioara celei din R3. Masurile sunt suficiente pentru declansarile LEA 400 kV Gutinas-Smardan, Bucuresti Sud-Gura Ialomitei, Bucuresti Sud-Pelicanu, Tulcea Vest-Isaccea.

D4 In regimul R1 se adopta masuri postavarie la declansarea LEA 400 kV Domnesti-Bucuresti Sud si AT3 (AT4) 400/220 kV Bucuresti Sud. La regimul R3 nu sunt necesare masuri la declansarea LEA 400 kV Domnesti-Bucuresti Sud.

La declansarea AT3 (AT4) 400/220 kV Bucuresti Sud, incarcarea AT4 (AT3) 400/220 kV Bucuresti Sud este de 108.4% S_n la regimul R3 fara de 127.4% S_n la regimul R1. Motivul acestei diferente intre cele doua regimuri analizate comparativ este datorat nu atat diferentelor intre deficitele zonelor Bucurestiului, cat faptului ca in regimul R1 nu este considerat in functiune CECC Brazi, in timp ce in regimul R3 este considerat in functiune cu 3 grupuri.

Declansare	Depasire pe:	Valoare depasire	Masuri postavarie
LEA 400 kV Domnesti-Bucuresti Sud	AT3 si AT4 400/220 kV Bucuresti Sud	115.5% S_n	-se conecteaza / se verifica ca este conectata LEA 110 kV Pogoanele-Jugureanu; -se conecteaza LEA 110 kV Valea Calugareasca-Urziceni; -se conecteaza si LEA 110 kV Ramnicu Sarat-Costieni; -se conecteaza CT 110 kV Turnu Magurele; -plot AT 4 (3) 400/220 kV Bucuresti Sud recomandat pe pozitie maxim 14; Dupa aplicarea acestor masuri topologice, incarcarea scade la 110.5% S_n . - confidential
AT3 (AT4) 400/220 kV Bucuresti Sud	AT4 (AT3) 400/220 kV Bucuresti Sud	127.4% S_n	-se conecteaza / se verifica ca este conectata LEA 110 kV Pogoanele-Jugureanu; -se conecteaza LEA 110 kV Valea Calugareasca-Urziceni; -se conecteaza si LEA 110 kV Ramnicu Sarat-Costieni; -se conecteaza CT 110 kV Turnu Magurele; -plot AT 4 (3) 400/220 kV Bucuresti Sud recomandat pe pozitie maxim 14; Dupa aplicarea acestor masuri topologice, incarcarea scade la 121.4% S_n . - confidential

D5 In regimul R1 deficitele zonelor din Bucuresti sunt:

Zona	Sud	Vest	Fundeni
Deficit [MW]	confidential	confidential	confidential

D6 In regimul R1 deficitel/excedentele zonelor din Dobrogea, Moldova si Ardeal sunt:

Zona	Harsova-Medgidia (HMC)	Dobrogea	S6	S5	S4
Excedent [MW]	confidential	confidential	confidential	confidential	confidential

Regim R2

D1 Regimul R2 este un regim de gol de noapte mediu pentru o zi de sarbatoare corespunzator lunii octombrie, din punct de vedere al palierului de consum si acoperirii acestuia, dar este asimilat intregului sezon. Palierul de consum este 5200 MW, in conditiile unui sold de export de 300 MW. Productia in CEF este confidential, iar productia CEE este confidential.

D2 In regimul R2, pentru mentinerea tensiunilor in limitele admisibile si pentru asigurarea criteriului N-1 au fost necesare urmatoarele masuri:

- conectarea tuturor bobinelor de compensare disponibile din SEN;
- reglarea tensiunilor la bornele generatoarelor, cu urmarirea mentinerii in domeniul inductiv a generatoarelor, altele decat cele hidroenergetice;
- modificarea ploturilor de functionare ale unitatilor de transformare;
- confidential

D3 In regimul R2 a fost necesara deconectarea unor linii descarcate, anume:

- LEA 220 kV Alba Iulia – Sugag (conform balantei prognozate pentru regimul R2 nu sunt grupuri in functiune in CHE Sugag);
- LEA 220 kV Alba Iulia – Galceag (conform balantei prognozate pentru regimul R2 nu sunt grupuri in functiune in CHE Galceag);
- LEA 220 kV Mintia – Retezat provizorat(conform balantei prognozate pentru regimul R2 nu sunt grupuri in functiune in AHE Raul Mare aferent CHE Retezat);
- LEA 400 kV Bradu – Brasov;
- LEA 400 kV Urechesti – Domnesti.

D4 In regimul R2 nu au fost necesare masuri postavarie de modificare a topologiei de retea.

D5 In regimul R2 deficitele zonelor din Bucuresti sunt:

Zona	Sud	Vest	Fundeni
Deficit [MW]	confidential	confidential	confidential

D5 In regimul R2 excedentele/ deficitele zonelor din Dobrogea, Moldova si Ardeal sunt:

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

Regim R3

D1 Regimul R3 este un regim de varf seara iarna zi lucru, corespunzator intregului sezon de iarna 2019-2020. Palierul de consum este 9400 MW, in conditiile unui sold de export de 800 MW. Productia in CEE este confidential, iar productia CEE se determina pornind de la valoarea maxima $P_{disp.net}=2906$ MW, astfel incat sa fie respectat criteriul N-1 (considerand curentii maximi admisibili in regim de durata corespunzatori temperaturii mediului ambiant de **20°C**).

D2 In regimul R3 s-a determinat puterea maxima ce se poate evacua din CEE din SEN, in conditiile conditiile mentionate anterior, fata de puterea instalata a CEE din SEN, de 2906 MW (vezi tabelele 3.2 si 3.3, care reprezinta CEE dispecerizabile modelate).

Se mentioneaza ca s-a considerat pentru LEA 110 kV Gura Ialomitei-Baltagesti, I_{adm} corespunzator sectiunii conductoarelor active de racord al celei pana stalpul nr. 1 din statia G. Ialomitei de 185 mm² si LEA 110 kV Basarabi deconectata in Baltagesti.

In zona Dobrogea liniile de bucla racordate in statiile 110 kV Medgidia Sud si Tulcea Vest, sau in zona acestora au fost considerate in starea actuala, adica avand sectiunea de 185 mm², cu exceptia liniilor reconductorate, anume:

- LEA 110 kV Medgidia Sud-Medgidia 1
- LEA 110 kV Medgidia Nord-Medgidia 1
- LEA 110 kV Mircea Voda-Medgidia Sud
- LEA 110 kV Babadag-Tulcea Vest

Defalcarea puterii disponibile nete a CEE pe zonele definite in studiu este urmatoarea:

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

Masurile topologice si de dispecerizare a productiei utilizate in calculele de determinare a puterii maxim admisibile a CEE ce poate fi evacuata in conditii de siguranta din CEE, sunt urmatoarele:

Pentru schema cu N elemente in functiune:

-se limiteaza confidential, pentru reducerea curentului pe LEA 110 kV Gura Ialomitei-Baltagesti, de la cca. 572 A la 485 A(confidential);

Dupa considerarea acestor limitari, verificarea criteriului N-1 pe schema cu N elemente in functiune, in RED (adica la declansari in reseaua de 110 kV), impune limitare suplimentara preventiva a productiei CEE din zona Harsova-Medgidia. Contingenta critica este declansarea LEA 110 kV Mircea Voda-Medgidia Sud, care incarca 110 kV Medgidia Nord-Mircea Voda Nord si LEA 110 kV Medgidia Nord-Medgidia 1. Pe LEA 110 kV Medgidia Nord-Mircea Voda Nord, limita este de 485 A= $I_{adm30^{\circ}C}$, iar pe LEA 110 kV Medgidia Nord-Medgidia 1 limita este de 720 A= $120\%I_{TC}$. Limitarea productiei confidential este de confidential, situatie care corespunde unui **excedent maxim admisibil** al acestei zone de cca. confidential fata de cel corespunzator productiei la nivelul puterii maxim disponibile, de confidential.

Dupa considerarea acestor limitari, la verificarea criteriului N-1 pe schema cu N elemente in functiune, in RET (adica la declansari in reseaua de 220-400 kV, inclusiv LEA 220 kV Gutinas-Gheorgheni-derivatie AT1 Dumbrava provizorat) fara aplicarea de masuri topologice, se constata ca fiind cea mai restrictiva situatie incarcarea LEA 220 kV Barbosi-Filesti la cca. 940 A la declansarea LEA 400 kV Gutinas-Smardan. Se mentioneaza ca circulatia pe LEA 400 kV Gutinas-Smardan este de peste 1000 A (peste 700 MW), in regimul cu productia CEE la nivelul maxim admisibil care se poate evacua.

Pentru respectarea criteriului N-1 se aplica urmatoarele masuri:

- conectare CT 110 kV Liesti;
- conectare LEA 110 kV Liesti-Maxineni (se urmareste ca prin repartitia pe bare in statia Liesti sa se realizeze echilibrarea circulatiei pe cupla);
- conectare LEA 110 kV Pogoanele-Jugurean;

In urma aplicarii acestor masuri, contingenta LEA 400 kV Gutinas-Smardan determina incarcarea LEA 220 kV Barbosi-Filesti la cca. 755 A ($I_{adm20^{\circ}C} = 890$ A) si a LEA 110 kV Liesti-ICM Tecuci la cca. 512 A ($I_{adm30^{\circ}C} = 530$ A), valori corespunzatoare temperaturii de 20°C.

Reducerea productiei de la cca. 2906 MW la **confidential** este identificata ca fiind cea mai mica posibila in conditiile schemei de calcul si in ipoteza de palier de consum (9400 MW) si sold (export 800 MW) considerata.

Evolutia puterii maxime determinate ca s-ar putea evacua din CEE in conditii de siguranta, in ipotezele de palier de consum si sold ale fiecarui sezon analizat, este prezentata mai jos:

	Vara 2016	Iarna 2016-2017	Vara 2017	Iarna 2017-2018	Vara 2018	Iarna 2018-2019	Vara 2019	Iarna 2019-2020
P _{max adm CEE} [MW]	confidential	confidential	confidential	confidential	confidential	confidential	confidential	confidential
Sold export [MW]	1000	800	1250	1000	1000	1000	1000	800
P _c [MW]	7700	9000	7800	9300	8000	9300	8000	9400

Se mentioneaza ca nu s-au desfasurat reconductorari noi in perioada scursa de la precedentul studiu de vara. Reconductorarea LEA 110 kV Medgidia Nord-Mircea Voda Nord ar ridica nivelul pana la care se limiteaza productia CEE din zona Harsova-Medgidia. Aceasta linie este cea care, dupa aplicarea tuturor masurilor prezentate mai sus, impune limitarea productiei CEE din zona Harsova-Medgidia, incarcandu-se peste limita termica la declansarea LEA 110 kV Mircea Voda-Medgidia Sud.

Consumul combinatului Arcelor Mittal in sezonul analizat este considerat de cca. 136 MW, alimentat din barele 110 kV ale statiei Barbosi (**confidential**) si Smardan (**confidential**).

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

Zone MW	Dobrogea 110 kV			Lacu Sarat, Smardan 110 kV	Tariverde	Stupina, Rahman	Baltagesti G.Ialomitei (include CEE Pantelimon)	Moldova Banat	SEN
	confidential								
	CEE Pestera, Chirnogeni, Cobadin, Pecineaga 2, Mihai Viteazu (1 si 2)	Harsova-Medgidia	Tulcea						
P _{max.CEE}	confidential	confidential	confidential	confidential	confidential	confidential	confidential	confidential	confidential

Zone %	Dobrogea 110 kV			Lacu Sarat, Smardan 110 kV	Tariverde	Stupina, Rahman	Baltagesti G.Ialomitei (include CEE Pantelimon)	Moldova Banat	SEN
	confidential								
	CEE Pestera, Chirnogeni, Cobadin, Pecineaga 2, Mihai Viteazu (1 si 2)	Harsova- Medgidia	Tulcea						
P _{max CEE}	confidential	confidential	confidential	confidential	confidential	confidential	confidential	confidential	confidential

S-a marcat colorat zona in care este necesara limitarea productiei.

D3 In regimul R3 sunt necesare masuri postavarie.

Declansare	Depasire pe:	Valoare depasire	Masuri postavarie
AT3 (AT4) 400/220 kV Bucuresti Sud	AT4 (AT3) 400/220 kV Bucuresti Sud	108.7%Sn	-se conecteaza / se verifica ca este conectata LEA 110 kV Pogoanele-Jugureanu; -se conecteaza LEA 110 kV Valea Calugareasca-Urziceni; -se conecteaza si LEA 110 kV Ramnicu Sarat-Costieni; -se conecteaza CT 110 kV Turnu Magurele; -plot AT 4 (3) 400/220 kV Bucuresti Sud recomandat pe pozitie maxim 14; Dupa aplicarea acestor masuri topologice, incarcarea scade la 103.5%Sn. - confidential
LEA 220 kV Paroseni-Baru Mare	AT 220/110 kV Paroseni	110.7%Sn	-se modifica descrescator pozitia plotului AT 400/220 kV Urechesti, pana pe pozitia 5

D4 In regimul R3 deficitele zonelor din Bucuresti sunt:

Zona	Sud	Vest	Fundeni
Deficit [MW]	confidential	confidential	confidential

D5 In regimul R3 deficitele/excedentele zonelor din Dobrogea, Moldova si Ardeal sunt:

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

D6 In regimul R3, in plus fata de abordarea de mai sus, pe care o putem numi “top-down”, de reducere iterativa (cu verificarea criteriului N-1) a productiei CEE de la puterea instalata catre cea maxim admisibila, s-a mai realizat o abordare, pe care o putem numi “bottom-up”, de crestere iterativa (cu verificarea criteriului N-1) a productiei CEE de la 0 catre cea maxim admisibila, cu evidentiarea palierelor (pragurilor) de productie de la care se aplica succesiv masuri topologice sau de dispecerizare a productiei CEE. Avand in vedere ca aceasta din urma abordare s-a realizat tot in ipoteza ca viteza vantului este aceeași pe tot teritoriul SEN, deci productia CEE modelate este egala cu puterea instalata (mai precis cu P disp neta), concluziile se pot aplica doar in conditii similare cu cele considerate ca ipoteze in prezenta analiza.

Etaple succesive de crestere a productiei CEE sunt prezentate mai jos. **Limitarea productiei CEE din zona** confidential este de cca. confidential, situatie care corespunde unui **excedent maxim admisibil** al acestei zone de cca confidential fata de cel corespunzator productiei la nivelul puterii maxim disponibile, de cca. confidential;

Prag	Cuquantum din Pinst. CEE SEN [% din Pinst. a CEE SEN]	PgCEE SEN [MW]	Depasire pe	La declansare	Masura
1	confidential	confidential	LEA 110 kV Medgidia Nord-Mircea Voda Nord	LEA 110 kV Mircea Voda-Medgidia Sud	limitare confidential
2	confidential	confidential	LEA 220 kV Barbosi-Filesti	LEA 400 kV Gutinas-Smardan	conectare CT 110 kV Liesti si LEA 110 kV Liesti-Maxineni
3	confidential	confidential	LEA 110 kV Baltagesti-Gura Ialomitei	-	limitare Pg confidential la confidential
			LEA 110 kV Liesti-Tecuci	LEA 400 kV Gutinas-Smardan	conectare LEA 110 kV Pogoanele-Jugurean
4	confidential	confidential	LEA 110 kV Liesti-Tecuci	LEA 400 kV Gutinas-Smardan	-

Regim R4

D1 Regimul R4 este un regim de varf de dimineata zi lucru de iarna. Palierul de consum este 9200 MW, in conditiile unui sold de import de 100 MW. Productia in CEF este **confidential**, iar productia CEE este **confidential**. Acest regim a fost realizat utilizandu-se balanta cu palierul de consum si soldul prognozate pentru modelul sezonier de iarna aferent anului 2020 realizat de grupa de lucru NM&FT din ENTSO – E.

D2 Regimul R4 este caracterizat prin depasiri de tensiune in zonele Dobrogea, Moldova si in retea 110 kV si 220 kV din axul Urechesi-Pestis in regimul N fara declansari, in cazul:

- mentinerii in functiune a aceluiasi set de bobine de compensare,
- cu aceleasi tensiuni la bornele generatoarelor si
- cu aceleasi ploturi la unitatile de transformare din zona ca la regimul R3.

Pentru mentinerea tensiunilor in limitele admisibile a fost necesara modificarea tensiunii la bornele generatoarelor, comutarea ploturilor transformatoarelor si autotransformatoarelor din SEN fata de regimul R3.

D3 In regimul R4 se verifica respectarea criteriului de siguranta considerand temperatura mediului ambiant de 20°C, in ipoteza de acoperire a palierului de consum si soldului propus. La verificarea criteriului N-1 pe schema cu N elemente in functiune se constata depasiri de tensiune in zona Moldovei si zona Dobrogea si de-a lungul axului 220 kV Urechesi-Pestis. Pentru mentinerea tensiunilor in limitele admisibile a fost necesara modificarea tensiunii la bornele generatoarelor, comutarea ploturilor transformatoarelor si autotransformatoarelor din SEN si conectarea BC 400 kV Gutinas.

D6 In regimul R4 deficitele zonelor din Bucuresti sunt:

Zona	Sud	Vest	Fundeni
Deficit [MW]	confidential	confidential	confidential

D7 In regimul R4_deficitele zonelor din Dobrogea, Moldova si Ardeal sunt:

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

Regim R5

D1 Regimul R5 este un regim de varf seara maxim corespunzator lunilor de iarna (noiembrie 2019 – martie 2020). Palierul de consum este de 9800 MW, in conditiile unui sold de export de 600 MW. Productia in CEF si CEE este **confidential**. In acest regim productia in centralele termoelectrice si hidroelectrice este la un nivel mai ridicat fata de celelalte regimuri.

D2 Regimul R5 este caracterizat prin depasiri de tensiune in Moldova si Dobrogea in regimul N fara declansari, in cazul:

- mentinerii in functiune a aceluiasi set de bobine de compensare,
- cu aceleasi tensiuni la bornele generatoarelor si
- cu aceleasi ploturi la unitatile de transformare din zona ca la un regimul R3.

Pentru mentinerea tensiunilor in limitele admisibile au fost necesare urmatoarele: conectarea suplimentara fata de regimul de baza R3 a bobinelor de compensare din statiile Suceava 400 kV, Gutinas 400 kV, Isaccea 400 kV, Cernavoda 400 kV. Setul de bobine in functiune la R5 este prezentat in anexa 3.9. De asemenea pentru mentinerea tensiunilor in limitele admisibile a fost necesara comutarea ploturilor transformatoarelor si autotransformatoarelor din SEN fata de regimul R3.

D3 In regimul R5, la fel ca si in celelalte regimuri, se verifica respectarea criteriului de siguranta pentru o temperatura a mediului ambiant de 20°C, pentru a putea declara regimul admisibil, in ipoteza de acoperire a palierului de consum si soldului propus.

La verificarea criteriului N-1 pe schema cu N elemente in functiune, in RET se constata:

- incarcarea unui circuit 220kV Lotru – Sibiu Sud pana la cca. $134\%I_{adm.20^{\circ}C}$ si a unui AT 400/220kV Sibiu Sud la $118\%S_n$, la declasarea unui AT 400/220kV Sibiu Sud;
- incarcarea unui circuit 220kV Lotru – Sibiu Sud pana la cca. $134\%I_{adm.20^{\circ}C}$ si a unui AT 400/220kV Sibiu Sud la $118\%S_n$, la declasarea la declansarea celui alt circuit 220kV Lotru-Sibiu Sud;
- incarcarea LEA 220kV Craiova Nord – Isalnita c2 pana la cca. $101\%I_{adm.20^{\circ}C}$ la declansarea LEA 220kV Slatina – Gradiste;
- incarcarea LEA 220kV Craiova Nord – Isalnita c2 pana la cca. $117\%I_{adm.20^{\circ}C}$ la declansarea LEA 220kV Isalnita – Gradiste;
- incarcarea T2 400/110 kV Medgidia Sud la $105\%S_n$ la declansarea LEA 400 kV Constanta Nord-Cernavoda;
- incarcarea unui AT 220/110 kV Timisoara la $104\%S_n$ la declansarea celui alt AT 220/110 kV Timisoara;

Avand in vedere productia de **confidential** in CHE Lotru si **confidential** pe aval este necesar sa fie in functiune automata de putere activa din statia 220 kV Lotru pe LEA 220 kV Lotru – Sibiu Sud circ. 1 si 2.

Pentru respectarea criteriului N-1 la declansarea LEA 220 kV Isalnita – Gradiste:

- se modifica in sens descrescator plotul AT 400/220 kV Urechesi pana la plotul 2;
 - se conecteaza al doilea AT 220/110 kV in statia Isalnita;
 - se conecteaza urmatoarele LEA de 110 kV: Bals-Craiova Nord c1, Bals-Filiasi provizorat , Bals-Craiova Est-Oltcit, Caracal Vest-CFR Jianca, Bechet-Horezu Poenari.
- Astfel se obtine un regim admisibil, **confidential**.

Pentru respectarea criteriului N-1 la declansarea LEA 400 kV Constanta Nord-Cernavoda se propun ca masuri topologice postavarie:

- conectarea LEA 110 kV Basarabi-Baltagesti;
- deconectarea LEA 110kV Nazarcea-Constanta Nord.

Pentru respectarea criteriului N-1 la declansarea AT 220/110 kV Timisoara se propun ca masuri topologice postavarie:

- conectarea LEA 110 kV Fantanele – Ortisoara;
- conectarea LEA 110 kV Lovrin – Sannicolau;

D4 In regimul R5 deficitele zonelor din Bucuresti sunt:

Zona	Sud	Vest	Fundeni
Deficit [MW]	confidential	confidential	confidential

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

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

Regim R6

D1 Regimul R6 este un regim de varf seara corespunzator lunilor de iarna (noiembrie 2019 – martie 2020). Palierul de consum este 9400 MW, in conditiile unui sold de import de 400 MW. Productia in CEF si CEE este de 0 MW. In acest regim productia in centralele termoelectrice si hidroelectrice este la un nivel mai ridicat fata de celelalte regimuri, pentru a compensa lipsa productiei din CEE si CEF.

D2 Regimul R6 este caracterizat prin depasiri de tensiune in zonele Moldova si Dobrogea in regimul N fara declansari, in cazul:

- mentinerii in functiune a aceluiasi set de bobine de compensare,
- cu aceleasi tensiuni la bornele generatoarelor si
- cu aceleasi ploturi la unitatile de transformare din zona ca la un regimul R3.

Pentru mentinerea tensiunilor in limitele admisibile au fost necesare urmatoarele: conectarea suplimentara fata de regimul de baza R3 a bobinelor de compensare din statiile Suceava 400 kV, Gutinas 400 kV, Isaccea 400 kV ambele bobine, Cernavoda 400 kV a doua bobina. Setul de bobine in functiune la R6 este prezentat in anexa 3.9. De asemenea, pentru mentinerea tensiunilor in limitele admisibile a fost necesara comutarea ploturilor transformatoarelor si autotransformatoarelor din SEN fata de regimul R3.

D3 In regimul R6, la fel ca si in celelalte regimuri, se verifica respectarea criteriului de siguranta pentru o temperatura a mediului ambiant de 20°C, pentru a putea declara regimul admisibil, in ipoteza de acoperire a palierului de consum si soldului propus.

La verificarea criteriului N-1 pe schema cu N elemente in functiune, in RET se constata:

- incarcarea LEA 220kV Craiova Nord – Isalnita c2 pana la cca. $105\%I_{adm.20^{\circ}C}$ la declansarea LEA 220kV Isalnita – Gradiste;
- incarcarea T2 400/110 kV Medgidia Sud la $103\%S_n$ la declansarea LEA 400 kV Constanta Nord-Cernavoda;

Pentru respectarea criteriului N-1 la declansarea LEA 220kV Isalnita – Gradiste:

- se modifica in sens descrescator plotul AT 400/220 kV Urechesi pana la plotul 4;
- se conecteaza urmatoarele 5 linii de 110 kV: LEA 110 kV Bals-Craiova Nord c1, Bals-Filiasi provizorat, Bals-Craiova Est-Oltcit, Caracal Vest-CFR Jianca, Bechet-Horezu Poenari.

Astfel se obtine un regim admisibil, fara confidential.

Pentru respectarea criteriului N-1 la declansarea LEA 400 kV Constanta Nord-Cernavoda se propun ca masuri topologice postavarie:

- conectarea LEA 110 kV Basarabi-Baltagesti;
- deconectarea LEA 110kV Nazarcea-Constanta Nord.

D4 In regimul R6 deficitul zonelor din Bucuresti sunt:

Zona	Sud	Vest	Fundeni
Deficit [MW]	confidential	confidential	confidential

D5 In regimul R6 deficitul/excedentele zonelor din Dobrogea, Moldova si Ardeal sunt:

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

3.3.4. Analiza regimurilor de functionare in scheme cu retrageri

Precizari

1. Conectarea CT 110kV Stejaru, este insotita de trecerea de pe bara B1-110kV Stejaru pe bara B2-110kV Stejaru a uneia din LEA 110 kV Stejaru-Poiana Teiului sau Stejaru-Barnar si a uneia din LEA 110 kV Stejaru-Timisesti sau Stejaru-Targu. Neamt

2. In toate regimurile, la retragerea din exploatare a LEA 400 kV Bucuresti Sud-Pelicanu sau LEA 400 kV Pelicanu-Cernavoda, se deconecteaza T2 400/110 kV Pelicanu si se conecteaza T 400/110 kV Gura Ialomitei aflat in rezerva.

In aceasta situatie linia 110 kV Pelicanu-CSC2 (consumatori linistiti de pe platforma Silcotub Calarasi) poate functiona pe:

- bara 1 110 kV Pelicanu, unde este in functiune si linia 110 kV Pelicanu-CSC1 (cuptoare), ca urmare consumatorii „linistiti” de pe platforma Silcotub Calarasi vor fi afectati de fenomenul de flicker, sau
- bara 2 110 kV Pelicanu, daca Silcotub Calarasi incheie un contract de distributie cu ENEL pentru alimentarea consumatorilor „linistiti”, pe perioada retragerii uneia din cele doua linii de 400 kV din Pelicanu

3. In cadrul studiului nu s-a intervenit asupra distributiei consumului combinatului Arcelor Mittal pe barele statiilor Smardan si Barbosi, fiind mentinuta asa cum a fost inregistrata in ziua caracteristica de iarna 2018-2019.

4. Modul de realizare a reducerii unor deficite in zonele Sud, Fundeni, Vest, necesar la retrageri de echipamente in zona Bucuresti, este decis operativ de catre DET Bucuresti, in prezentul studiu fiind propusa doar valoarea maxima admisibila a deficitului zonei respective.

5. **confidential**

6. In ceea ce priveste excedentele/ deficitele pe zone la care se fac referire in cadrul conditionarilor de regim propuse, acestea sunt citite astfel:

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

zona Sud: pe AT1 si AT2 220/110 kV Bucuresti Sud, CLT 110 kV Progresu, LEA 110 kV Lehliu-Tamadau;

zona Vest: pe LEA Domnesti-Bujoreni c1 si c2, LES 110 kV Domnesti-Militari c1 si c2, LES 110 kV Chitila-Laromet;

zona Dobrogea: pe LEA 400 kV Tulcea Vest-Isaccea, Constanta Nord-Cernavoda, Medgidia Sud-Cernavoda;

zona S4: pe LEA 400 kV Rosiori-Mukacevo, Sibiu Sud-Iernut, LEA 220 kV Alba Iulia-Cluj Floresti, Stejaru-Gheorgheni, cele doua circuite ale LEA 110 kV Campia Turzii-Aiud, LEA 110 kV Tusnad-Valea Crisurilor, Tauni-Blaj, Salonta-Chisinau Cris, Copsa Mica-Medias, CT 110 kV Hoghiz (LEA 110 kV Fagaras-Hoghiz bara 1), CT 110 kV Vascau;

zona S5: pe LEA 400 kV Brasov-Gutinas, Smardan-Gutinas, LEA 220 kV Barbosi-Focsani Vest, Gutinas-Gheorgheni cu derivatie AT1 220/110 kV Dumbrava provizorat, LEA 110 kV Ramnicu Sarat-Costieni;

zona S6: pe LEA 400 kV Gutinas-Smardan, Bucuresti Sud-Gura Ialomitei, Bucuresti Sud-Pelicanu, Rahman-Dobrudja, Stupina-Varna, LEA 220 kV Barbosi-Focsani Vest, LEA 110 kV Dragos Voda-Slobozia Sud, Valea Calugareasca-Urziceni.

3.4. Managementul congestiilor

confidential

3.5. Capacitati nete de schimb ale SEN (NTC)

3.5.1. NTC sezoniere maxime negarantate pentru topologie normala

S-au calculat capacitati nete de schimb pentru iarna **2019-2020**, in schema normala sezoniera (incluzand retrageri din exploatare de durata), pentru SEN functionand interconectat cu reseaua europeana continentală sincronă, Vestul Ucraina si Turcia, prin: LEA 400 kV Portile de Fier – Djerdap, 2c a LEA 400 kV Tantaraeni – Kozlodui, LEA 400 kV Rahman – Dobrudja, LEA 400 kV Stupina – Varna, LEA 400 kV Arad – Sandorfalva, Nadab – Bekecsaba, Rosiori – Mukacevo. Calculele s-au facut pentru regimul de dimineata zi de lucru, folosind balanta pentru modelul sezonier pentru iarna 2020 (R4), avand soldul de import 100 MW.

S-au calculat capacitati nete de schimb totale maxime, negarantate, intre Romania si reseaua interconectata europeana continentală sincronă, considerand diferite structuri de crestere a schimbului simultan in mai multe directii. S-a urmarit atingerea simultana a mai multe limitari pe diferite directii, maximizarea schimburilor cu Ungaria, considerand si doua variante de limitare a schimburilor cu Bulgaria, la valori apropiate de cele transmise pentru licitatiile lunare de catre partener (ESO EAD).

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

S-a verificat criteriul N-1 si s-au determinat limitele impuse de echipamente si de reglajele protectiilor/automaticilor in functiune, considerand scenarii optimiste de schimb. Cele mai restrictive contingente critice si elemente limitatoare sunt indicate in tabelul de mai jos:

		Contingenta	Element critic
Export RO	1	LEA 400 kV Sofia Zapad – Nis	LEA 400 kV Portile de Fier – Djerdap;
	2	LEA 400 kV Tantaraeni – Urechesti	LEA 400 kV Portile de Fier – Djerdap;
	3	LEA 220 kV Portile de Fier – Resita 1c	LEA 220 kV Portile de Fier – Resita 1c;
	4	LEA 400 kV Tulcea Vest – Isaccea	LEA 400 kV Gura Ialomitei – Lacu Sarat;
	5	LEA 400 kV Portile de Fier – Djerdap	LEA 220 kV Portile de Fier – Resita c1 & c2;
	6	LEA 220 kV Resita – Timisoara 1c	LEA 220 kV Resita – Timisoara 1c;
Import RO	1	LEA 400 kV Rosiori – Mukacevo	LEA 110 kV de pe axa Arad – Chisinau Cris – Oradea Vest;
	2	LEA 400 kV Rosiori – Gadalin	AT 400/220 kV Rosiori;
	3	AT3 400/220 kV Arad	T 400/110 kV Arad;

La verificarea criteriului N-1 nu a fost considerata si declansarea simultana a liniilor dublu circuit. S-a considerat o margine de siguranta TRM de export/import in interfata Romaniei 400 MW. Pe baza calculelor au rezultat urmatoarele valori **NTC maxime indicative negarantate in interfata de interconexiune a SEN** pentru iarna 2019-2020:

Scenarii NTC	exp1/ imp1	exp2/ imp2	exp3/ imp3	exp4/ imp4	exp5/ imp5
Regim	R4	R4	R4	R4	R4
Contingente critice export	1, 2, (3,5,6)	3,4, (2, 5,6)	3, (5,6)	1, (3,5,6)	1, 3, (5,6)
Contingente critice import	1, (2,3)	1, (2,3)	1, (2,3)	1, (2,3)	1, (2,3)
Export RO	2650	2450	2050	2250	2450
Import RO	2400	2700	2300	2300	2200
RO->HU	850	850	900	700	1000
HU->RO	750	850	1150	750	900
RO->RS	850	350	350	900	800
RS->RO	750	350	300	900	650
RO->BG	800	1000	600	500	500
BG->RO	750	1300	700	500	500
RO->UA	150	250	200	150	150
UA->RO	150	200	150	150	150

Se subliniaza faptul ca aceste valori indicative sunt calculate in ipoteze optimiste:

- pentru schema normala, fara programe de retrageri cu exceptia re tehnologizarilor de lunga durata;
- fara considerarea alocarilor successive pe mai multe granite, care in realitate determina solicitarea mai intensa a anumitor linii de interconexiune (exemplu : RO=>RS + RS=>HU = RO=>HU);
- fara considerarea cresterii simultane a schimburilor intre alti parteneri printr-o interfata multilaterala incluzand si granite ale SEN (exemplu RO+BG=>UA+HU+RS+MK+GR+TR, RO+RS=>HU, etc.).

Factorii de mai sus sunt luati in considerare la determinarea valorilor NTC lunare ferme, din care cauza acestea sunt in majoritatea cazurilor mai mici decat valorile maxime indicative negarantate.

Limita de export este impusa de:

- incarcarea LEA 400 kV Portile de Fier-Djerdap la declansare unui circuit al LEA 400 kV Tantareni – Urechesi sau a LEA 400 kV Sofia Zapad – Nis 2 (linie de interconexiune dintre SE Serbia si SE Bulgaria), sau de incarcarea circuitului LEA 220 kV Portile de Fier-Resita ramas in functiune la declansarea unui circuit LEA 220 kV Portile de Fier-Resita, pentru o productie initiala la CHE Portile de Fier I de 580 MW.

Limita de import este impusa de :

- incarcarea LEA 110 kV de pe axa Arad – Chisinau Cris – Oradea Vest la declansarea LEA 400 kV Rosiori – Mukacevo.

Alte contingente mentionate in tabel determina incarcari aproape de limita si pot impune limita de import pentru regimuri de baza cu alte balante de putere sau pentru alte scenarii de schimb.

Din calculele realizare se pot observa urmatoarele aspecte:

- limitarea exportului spre Bulgaria la valori de ordinul celor impuse de partener in armonizarea lunara poate determina o reducere a valorilor NTC in functie si de productia initiala la CHE Portile de Fier I;
- structura exportului cu cote marite spre Ungaria si Bulgaria determina cresterea valorilor NTC;
- marirea exportului spre Serbia determina reducerea valorilor NTC in functie si de productia initiala la CHE Portile de Fier I.
- o structura a importului cu cote mai mari dinspre Bulgaria determina cresterea valorii NTC total in interfata SEN. Limitarea importului din Bulgaria de catre partener nu poate fi compensata de o crestere similara a importului din Ungaria si Ucraina, care are un efect mult mai semnificativ asupra zonei de nord a SEN;
- structura importului cu cote marite dinspre Ungaria si Bulgaria determina crestera valorilor NTC in comparatie cu o crestere a importului pe directia Ungaria si Serbia;

- limitarea deficitului in zona de nord a SEN are ca efect obtinerea unor valori NTC import mai mari.

Retragerea din exploatare a anumitor elemente semnificative in reseaua de transport pot conduce la reduceri semnificative a valorilor NTC sezoniere.

3.5.2. Valori NTC lunare ferme

NTC lunare ferme pe granite se calculeaza lunar conform cu metodologia de calcul dezvoltata în cadrul UNO – DEN/ POS pe baza recomandarilor ENTSO-E privind schimburile interdependente in retele buclate: NTC bilaterale se determina coordonat prin calculul unor NTC compozite in interfata de interconexiune a SEN si in alte interfete utilizate in comun cu partenerii, principiu convenit cu toti partenerii. Pentru fiecare luna, se calculeaza si furnizeaza pentru piata in luna anterioara valori NTC ferme pe granite, utilizabile simultan in intreaga interfata de interconexiune a SEN in conditii de siguranta, luand in considerare:

- programele de reparatii pentru luna respectiva;
- prognoza de productie si consum;
- schimburile prognozate;
- reglajul protectiilor si al automatizatorilor in functiune;
- NTC anuale ferme, eliminarea efectului soldarii;
- utilizarea comuna a interfetelor, scenarii de schimb pesimiste cu alocari succesive pe mai multe granite;
- masuri operative preventive/ postavarie.

Calculul valorilor NTC lunare se face pentru subperioade determinate de programe de retrageri simultane si succesive, cu o rezolutie la nivel de saptamana/zi care permite utilizarea in licitatiile cu o zi inainte si in aceeasi zi. In functie de actualizarea informatiilor privind desfasurarea programelor de retrageri, in cazul unor modificari semnificative valorile NTC pot fi recalculat si armonizate la nivel de subperioade. Valorile NTC lunare ferme armonizate cu partenerii de interconexiune pentru octombrie 2019 sunt prezentate in Anexa 3.11. Existenta in aceeași luna a mai multor subperioade cu programe de retrageri semnificative diferite a impus definirea unui profil lunar incluzand seturi de valori ferme.

4. VERIFICAREA STABILITATII STATICE

Determinarea puterilor admisibile in sectiunile caracteristice

Conditii generale

S-au verificat limitele de stabilitate statica si respectarea criteriului de siguranta (N-1) pentru sectiunile caracteristice S1, S2, S3, S4, S5 si S6. Pentru toate sectiunile s-a considerat functionarea interconectata a SEN cu reseaua europeana continentală sincrona incluzand si Ucraina de Vest.

Calcululele s-au efectuat pentru scheme cu N, N-1 elemente in functiune in ipoteza de balanta R3(varf), R6 si R2 (gol) cu verificarea criteriului N-1. Pentru fiecare din aceste scheme s-a verificat stabilitatea statica in schema de durata in cazul declansarii unui element din zona care afecteaza sectiunea, si respectarea criteriului de siguranta.

Inrautatirea regimurilor pentru incarcarea sectiunii s-a facut prin incarcarea/conectarea grupurilor din zona excedentara si descarcarea/deconectarea grupurilor si cresterea consumului in zonele deficitare. In tabelele 1÷6 din Anexa 4.1-4.6 sunt prezentate in detaliu rezultatele calcululelor pentru diferite scenarii, cuprinzand puterea limita de stabilitate P_{lim} , puterile cu rezerva normata $P_{8\%}$, respectiv $P_{20\%}$ si puterile admisibile. In regimurile pentru care este respectata rezerva normata in sectiune dar tensiunile in retea sau circulatiile de curenti pe elementele retelei se situeaza in afara limitelor normate, s-a stabilit puterea admisibila P_{adm} in sectiune in ultimul regim in care se respecta restrictiile legate de nivelul de tensiune si limitele de incarcare a elementelor retelei. Pentru scenariile in care declansarea unei linii conduce la variatia substantiala a pierderilor in retea, s-au dat valori pentru puterea admisibila prin sectiune in regimul care **urmeaza dupa declansare (a)** si in **regimul anterior declansarii** unui element (**b**), in forma **a / b**.

In sectiunile S2, S3, S4, S5 si S6 valorile puterilor cu rezerva normata si cele admisibile s-au dat atat pentru intreaga sectiune ($\sum P_{L(400+220+110)kV}$), cat si pentru cea vizibila, formata doar din liniile de transport ($\sum P_{L(400+220)kV}$), acestea din urma incluzand si liniile de interconexiune a SEN cu sistemele vecine.

Valorile indicate in tabele corespund cazurilor de retrageri din exploatare descrise la fiecare regim si unei structuri de grupuri in functiune data in anexa 2.7.1. Aceste valori se pot modifica in cazul in care apar retrageri suplimentare de linii in cadrul SEN sau se functioneaza cu o alta repartitie a puterilor produse. Aceste modificari sunt necesar a fi analizate la programarea regimurilor.

Avand in vedere ca in SEN nu exista dispozitive care sa limiteze automat puterea intr-o sectiune la declansarea unui element, la programarea regimurilor se va considera ca putere admisibila de functionare cea mai mica putere admisibila de calcul rezultata pentru schema de durata si ca urmare a unei contingente simple. Puterile admisibile de functionare vor fi introduse in 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 sectiunile s-a efectuat in regimurile de baza cu luarea in considerare a retragerilor conform schemei de calcul.

S-a considerat balanta de productie cu U1 si U2 CNE Cernavoda in functiune in regimurile R2, R3 si R6.

4.1 Sectiunea S1

Calcululele s-au efectuat pentru scheme cu N, N-1 elemente in functiune in ipoteza de balanta R3 (varf) cu productie in CEE si cu doua unitati in CNE Cernavoda. Excedentul initial al sectiunii este de cca. 1645 MW. Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.1):

- La declansarea unui circuit L220 kV Portile de Fier – Resita, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=4200$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2460 MW, valoare peste care apar suprarsarcini pe L 110 kV IFA – Domnesti.
- La declansarea L220 kV Craiova Nord – Turnu Magurele, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=4270$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2360 MW, valoare peste care apar suprarsarcini pe L 110 kV IFA – Domnesti.

- La declansarea L 400 kV Portile de Fier – Djerdap, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=4020$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2460 MW, valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L 110 kV IFA – Domnesti.
- La declansarea L400 kV Tantareni – Sibiu, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=3910$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2300 MW, valoare peste care apar suprsarcini pe L 220 kV Urechesi – Targu Jiu si pe L 220 kV Paroseni – Targu Jiu.
- La declansarea unei unitati CNE, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=3640$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2460 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declansarea L400 kV Urechesi – Domnesti, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=4240$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2480 MW, valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L 110 kV IFA – Domnesti.
- La declansarea L 400 kV Slatina – Bucuresti Sud, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=4230$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2460 MW, valoare peste care apar suprsarcini pe L 110 kV IFA – Domnesti.

4.2. Sectiunea S2

Calcululele s-au efectuat pentru scheme cu N, N-1 elemente in functiune in ipoteza de balanta R6 (varf) fara productie in CEE si CEF si cu doua unitati in CNE Cernavoda. Initial sectiunea S2 are un deficit de 1753 MW. Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.2):

- La declansarea L 400kV Sibiu Sud – Brasov, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=3080$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2180 MW, valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L110 kV IFA – Domnesti;
- La declansarea L 400kV Tantareni – Bradu, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=3190$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2150 MW, valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L110 kV IFA – Domnesti;
- La declansarea unitatii in functiune din CNE Cernavoda, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=3930$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2160 MW, valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L110 kV IFA – Domnesti;
- La declansarea L 400kV Slatina – Bucuresti Sud, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=3160$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2180 MW, valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L110 kV IFA – Domnesti;
- La declansarea L 400kV Urechesi – Domnesti, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=3220$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2300 MW, valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L110 kV IFA – Domnesti;
- La declansarea L 220kV Craiova Nord – Turnu Magurele, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=3320$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 1990 MW, valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L110 kV IFA – Domnesti;
- La retragerea L400 kV Slatina – Bucuresti Sud si declansarea L 220kV Craiova Nord-Turnu Magurele puterea admisibila prin sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 2950 MW, iar puterea admisibila in sectiune este de 1940 MW, valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L110 kV IFA – Domnesti;
- La retragerea L400 kV Tantareni – Bradu si declansarea L 220kV Craiova Nord – Turnu Magurele puterea admisibila prin sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 2950

MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 1930 MW, valoare peste care se depășește curentul limită termică pe L110 kV IFA – Domnești;

4.3. Secțiunea S3

Calculul s-a efectuat pentru scheme cu N, N-1 elemente în funcțiune în ipoteza de balanță R6 (varf) fără producție în CEE și CEF și cu două unități în CNE Cernavodă. Inițial secțiunea S3 are un deficit de 321 MW. Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.3):

- La declansarea L400 kV Brașov – Gutinas, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=680$ MW iar puterea admisibilă în secțiune este de 590 MW (590 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declansarea L400 kV Smardan – Gutinas, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=820$ MW iar puterea admisibilă în secțiune este de 610 MW (510 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declansarea L400kV Constanța Nord – Cernavodă, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1180$ MW iar puterea admisibilă în secțiune este de 680 MW (670 MW rețeaua vizibilă), valoare peste care apar suprasarcini pe Tr 400/110 kV Medgidia Sud.
- La declansarea L400kV Isaccea – Tulcea Vest, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1070$ MW iar puterea admisibilă în secțiune este de 710 MW (700 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declansarea unei unități din CNE Cernavodă, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1630$ MW iar puterea admisibilă în secțiune este de 710 MW (700 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
Valorile puterii admisibile sunt calculate în regimul postavarie când se iau următoarele măsuri:
 - se conectează LEA 110 kV Basarabi – Baltagești;
 - se deconectează LEA 110kV Nazarcea – Constanța Nord

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. 1091 MW.

Nota 1: Pentru toate cazurile N se conectează: L110 Salonta – Chișinău Cris; L110 kV Aiud – Ocna Mureș – Campia Turzii; L110 kV Aiud – IMA – Ocna Mureș – Campia Turzii, CT110 kV Vascau.

Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.4.1):

- La declansarea L400 kV Sibiu Sud – Iernut, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1310$ MW, iar *puterea admisibilă în secțiune este 1110 MW (1030 MW – rețeaua vizibilă)*, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;
- La declansarea L400 kV Rosiori – Mukacevo, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1300$ MW, iar *puterea admisibilă în secțiune este 1270 MW (1180 MW – rețeaua vizibilă)*, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;
- La declansarea L220 kV Gutinas – Gheorgheni – derivatie AT1 Dumbrava provizorat, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1520$ MW, iar *puterea admisibilă în secțiune este 1110 MW (1030 MW – rețeaua vizibilă)*, valoare peste care apar suprasarcini pe AT 400/220 kV Iernut;
- La declansarea L400 kV Gădalin – Iernut, puterea cu rezervă normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1630$ MW, iar *puterea admisibilă în secțiune este 1090 MW (1010 MW – rețeaua vizibilă)*, valoare peste care se supraîncarcă pe AT 400/220 kV Iernut;

- La declansarea L400 kV Rosiori – Oradea Sud, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1610$ MW , iar *puterea admisibila in sectiune este 1470 MW (1350 MW – retea vizibila)* valoare peste care se supraincarca pe Tr 400/110 kV Cluj Est;
- La declansarea L220 kV Alba Iulia – Cluj Floresti, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1560$ MW , iar *puterea admisibila in sectiune este 1340 MW (1240 MW – retea vizibila)*, valoare peste care se supraincarca pe Tr 400/110 kV Cluj Est;

Nota 2: Pentru toate cazurile N-1, suplimentar Notei 1, se conecteaza: L110 kV Copsa Mica – Medias; L110 kV Tauni – Blaj, L110 kV Tusnad – Valea Crisului CT110 kV Hoghiz si se deconecteaza: L110 kV Medias – Tarnaveni.

- La retragerea L400 kV Rosiori – Mukacevo si declansarea L400 kV Sibiu Sud – Iernut, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1110$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 830 MW (620MW – retea vizibila)*, valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L110 kV Sibiu Nord – Sibiu Sud.
- La retragerea L400 kV Sibiu Sud – Iernut si declansarea L400 kV Rosiori – Mukacevo puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1110$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 870 MW (750MW – retea vizibila)*, valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L110 kV Sibiu Nord – Sibiu Sud;
- La retragerea L220 kV Alba Iulia – Cluj FI. si declansarea L400 kV Sibiu Sud - Iernut, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}= 1440$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 1110 MW (520 MW – retea vizibila)*, valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L110 kV Sibiu Nord – Sibiu Sud;
- La retragerea L220 kV Stejaru – Gheorghieni si declansarea L400 kV Sibiu Sud - Iernut, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1410$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 1070 MW (530 MW – retea vizibila)*, valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L110 kV Sibiu Nord – Sibiu Sud si tensiunile scad sub valorile din Codul RET;
- La retragerea L400 kV Rosiori – Oradea Sud si declansarea L400 kV Sibiu Sud - Iernut, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1450$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este de 1110 MW (820 MW – retea vizibila)*, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;

4.4.2. Sectiunea S4 in ipoteza de balanta R2 palierul GS T cu doua unitati in CNE Cernavoda.

Deficitul initial al sectiunii este de cca. 566 MW.

Nota 1: Pentru toate cazurile N se conecteaza: L110 Salonta – Chisinau Cris; L110 kV Aiud – Ocna Mures – Campia Turzii; L110 kV Aiud – IMA – Ocna Mures – Campia Turzii, CT110 kV Vascau

Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.4.2):

- La declansarea L400 kV Sibiu Sud - Iernut, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1360$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 1210 MW (1110 MW – retea vizibila)*, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;
- La declansarea L400 kV Rosiori - Mukacevo, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1280$ MW , iar *puterea admisibila in sectiune este 1050 MW (980 MW – retea vizibila)*, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;

- La declansarea L220 kV Gutinas-Gheorgheni-derivatie AT1 Dumbrava provizorat, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1360$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 1210 MW (1110 MW – retea vizibila)*, valoare peste care se supraincarca pe AT 400/220 kV Iernut;
- La declansarea L400 kV Gadalin - Iernut, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1690$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 1420 MW (1290 MW – retea vizibila)*, valoare peste care se supraincarca pe AT 400/220 kV Iernut;
- La declansarea L400 kV Rosiori – Oradea Sud, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1560$ MW , iar *puterea admisibila in sectiune este 1320 MW (1200 MW – retea vizibila)*, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;
- La declansarea L220 kV Alba Iulia – Cluj Floresti, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1530$ MW , iar *puterea admisibila in sectiune este 1450 MW (1320 MW – retea vizibila)*, valoare peste care se supraincarca pe AT 400/220 kV Iernut;

4.5. Sectiunea S5

4.5.1. Sectiunea S5 in ipoteza de balanta R3 palierul VS cu productie in CEE si cu doua unitati in CNE Cernavoda.

Deficitul initial al sectiunii este de cca. 470 MW. Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.5.1):

- La declansarea L400 kV Roman Nord – Suceava puterea admisibila in sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}$ este de 920 MW; iar *puterea admisibila in sectiune este de 820 MW (720 MW – retea vizibila)*, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;
- La declansarea L400 kV Brasov – Gutinas puterea admisibila in sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}$ este de 1000 MW; iar *puterea admisibila in sectiune este de 900 MW (790 MW – retea vizibila)*, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;
- La declansarea L400 kV Smardan – Gutinas puterea admisibila in sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}$ este de 980 MW; iar *puterea admisibila in sectiune este de 470 MW (430 MW – retea vizibila)*, valoare peste care se depaseste curentul limita pe L 110 kV Schela - Liesti;
- La declansarea L400 kV Bacau Sud – Roman Nord puterea admisibila in sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}$ este de 770 MW; iar *puterea admisibila in sectiune este de 620 MW (540 MW – retea vizibila)*, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;
- La declansarea L400 kV Gutinas – Bacau Sud puterea admisibila in sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}$ este de 920 MW; iar *puterea admisibila in sectiune este de 810 MW (710 MW – retea vizibila)*, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;
- La declansarea L220 kV Gutinas – FAI puterea admisibila in sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}$ este de 1080 MW; iar *puterea admisibila in sectiune este de 930 MW (820 MW – retea vizibila)*, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La retragerea L400 kV Brasov – Gutinas sunt necesare urmatoarele masuri:
 - se conecteaza BC 400 kV Gutinas (nu se afla pe acelasi diametru cu LEA 400 kV Brasov – Gutinas);
 - se verifica ca este conectata/se conecteaza LEA 110 kV Pogoanele – Jugureanu;
 - se conecteaza LEA 110 kV Valea Calugareasca – Urziceni;
 - se conecteaza LEA 110 kV Ramnicu Sarat-Costieni;
 - se verifica ca sunt conectate/ se conecteaza CT 110 kV Liesti, LEA 110 kV Liesti-Maxineni;
 - se conecteaza bucla 110 kV Smardan-CFR Barbosi-Port CSG (CL-110 kV)-Filesti (pentru evitarea incarcarii LEA 110 kV Smardan-Filesti);
 - se ridica nivelul tensiunii in zona sectiunii S5, prin utilizarea tuturor mijloacelor disponibile, inclusiv a bateriilor de condensatoare disponibile in judetele Suceava, Botosani, Neamt;

confidential

- La retragerea L400 kV Brasov – Gutinas si declansarea L400kV Smardan - Gutinas, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=580$ MW iar *puterea admisibila in sectiune este de 440 MW (420MW – retea vizibila)*, valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L110 kV Schela - Smardan;

La retragerea L400 kV Smardan – Gutinas sunt necesare urmatoarele masuri:

- se verifica ca este conectata/se conecteaza LEA 110 kV Pogoanele-Jugureanu;
- se conecteaza LEA 110 kV Valea Calugareasca-Urziceni;
- se conecteaza LEA 110 kV Ramnicu Sarat-Costieni;
- se verifica ca sunt conectate / se conecteaza CT 110 kV Liesti, LEA 110 kV Liesti-Maxineni;
- se conecteaza bucla 110 kV Smardan-CFR Barbosi-Port CSG (CL-110 kV)-Filesti (pentru evitarea incarcarii LEA 110 kV Smardan-Filesti);

confidential

4.5.2. Sectiunea S5 in ipoteza de balanta R6 palierul VS fara productie in CEE si cu doua unitati in CNE Cernavoda.

Deficitul initial al sectiunii este de cca. 650 MW. Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.5.2):

- La declansarea L400 kV Roman Nord – Suceava puterea admisibila in sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}$ este de 920 MW; iar *puterea admisibila in sectiune este de 820 MW (720 MW – retea vizibila)*, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;
- La declansarea L400 kV Brasov – Gutinas puterea admisibila in sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}$ este de 1000 MW; iar *puterea admisibila in sectiune este de 900 MW (790 MW – retea vizibila)*, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;
- La declansarea L400 kV Smardan – Gutinas puterea admisibila in sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}$ este de 980 MW; iar *puterea admisibila in sectiune este de 470 MW (430 MW – retea vizibila)*, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;
- La declansarea L400 kV Bacau Sud – Roman Nord puterea admisibila in sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}$ este de 770 MW; iar *puterea admisibila in sectiune este de 620 MW (540 MW – retea vizibila)*, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;
- La declansarea L400 kV Gutinas – Bacau Sud puterea admisibila in sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}$ este de 920 MW; iar *puterea admisibila in sectiune este de 810 MW (710 MW – retea vizibila)*, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;
- La declansarea L220 kV Gutinas – FAI puterea admisibila in sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}$ este de 1080 MW; iar *puterea admisibila in sectiune este de 930 MW (820 MW – retea vizibila)*, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La retragerea L400 kV Brasov – Gutinas sunt necesare urmatoarele masuri:
 - se conecteaza BC 400 kV Gutinas (nu se afla pe acelasi diametru cu LEA 400 kV Brasov-Gutinas);
 - se verifica ca este conectata/se conecteaza LEA 110 kV Pogoanele-Jugureanu;
 - se conecteaza LEA 110 kV Valea Calugareasca-Urziceni si LEA 110 kV Ramnicu Sarat-Costieni;
 - se verifica ca sunt conectate CT 110 kV Liesti, Liesti-Maxineni;
 - se conecteaza bucla 110 kV Smardan-CFR Barbosi-Port CSG (CL-110 kV)-Filesti (pentru evitarea incarcarii LEA 110 kV Smardan-Filesti);
 - se ridica nivelul tensiunii in zona sectiunii S5, prin utilizarea tuturor mijloacelor disponibile, inclusiv a bateriilor de condensatoare disponibile in judetele Suceava, Botosani, Neamt;

confidential

- La retragerea L400 kV Brasov – Gutinas si declansarea L400kV Smardan - Gutinas, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=550$ MW iar *puterea admisibila in sectiune este de 520 MW (460MW – retea vizibila)*;

La retragerea L400 kV Smardan – Gutinas sunt necesare urmatoarele masuri:

- se verifica ca este conectata/se conecteaza LEA 110 kV Pogoanele-Jugureanu;
- se conecteaza LEA 110 kV Valea Calugareasca-Urziceni si LEA 110 kV Ramnicu Sarat-Costieni;
- se verifica ca sunt conectate CT 110 kV Liesti, Liesti-Maxineni;
- se conecteaza bucla 110 kV Smardan-CFR Barbosi-Port CSG (CL-110 kV)-Filesti (pentru evitarea incarcarii LEA 110 kV Smardan-Filesti);
- se ridica nivelul tensiunii in zona sectiunii S5, prin utilizarea tuturor mijloacelor disponibile, inclusiv a bateriilor de condensatoare disponibile in judetele Suceava, Botosani, Neamt;

confidential

4.5.3. Sectiunea S5 in ipoteza de balanta R2 palierul GS T cu doua unitati in CNE Cernavoda.

Deficitul initial al sectiunii este de 137 MW. Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.5.3):

- La declansarea L400 kV Smardan – Gutinas puterea admisibila in sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}$ este de 910 MW; iar *puterea admisibila in sectiune este de 690 MW (690MW – retea vizibila)*, valoare peste care se depaseste curentul limita pe L220 kV Barbosi – Filesti;
- La declansarea L400 kV Bacau Sud – Roman Nord puterea admisibila in sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}$ este de 700 MW; iar *puterea admisibila in sectiune este de 610 MW (610MW – retea vizibila)*, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;
- La declansarea L400 kV Gutinas – Bacau Sud puterea admisibila in sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}$ este de 840 MW; iar *puterea admisibila in sectiune este de 690 MW (690MW – retea vizibila)*, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;
- La declansarea L400 kV Brasov – Gutinas puterea admisibila in sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}$ este de 920 MW; iar *puterea admisibila in sectiune este de 840 MW (840MW – retea vizibila)*, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;
- La declansarea L220 kV Gutinas – FAI puterea admisibila in sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}$ este de 1030 MW; iar *puterea admisibila in sectiune este de 850 MW (850MW – retea vizibila)*, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.

La retragerea L400 kV Smardan – Gutinas sunt necesare urmatoarele masuri:

- se verifica ca sunt conectata/se conecteaza LEA 110 kV Pogoanele-Jugureanu, LEA 110 kV Valea Calugareasca-Urziceni;
- se conecteaza LEA 110 kV Ramnicu Sarat-Costieni;
- se verifica ca sunt conectate se conecteaza/CT 110 kV Liesti, LEA 110 kV Liesti-Maxineni;
- se conecteaza bucla 110 kV Smardan-CFR Barbosi-Port CSG (CL-110 kV)-Filesti (pentru evitarea incarcarii LEA 110 kV Smardan-Filesti);

- La retragerea L400 kV Smardan – Gutinas si declansarea L400kV Brasov - Gutinas, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=540$ MW iar *puterea admisibila in sectiune este de 530 MW (400MW – retea vizibila)*;

La retragerea L400 kV Brasov – Gutinas sunt necesare urmatoarele masuri:

- se conecteaza BC 400 kV Gutinas;
- se verifica ca sunt conectata/se conecteaza LEA 110 kV Pogoanele-Jugureanu, LEA 110 kV Valea Calugareasca-Urziceni;
- se conecteaza LEA 110 kV Ramnicu Sarat-Costieni;
- se verifica ca sunt conectate se conecteaza/CT 110 kV Liesti, LEA 110 kV Liesti-Maxineni;

-se conecteaza bucla 110 kV Smardan-CFR Barbosi-Port CSG (CL-110 kV)-Filesti;

- La retragerea L400 kV Brasov – Gutinas si declansarea L400 kV Bacau Sud – Roman Nord, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=540$ MW iar *puterea admisibila in sectiune este de 520 MW (460MW – retea vizibila)*;

4.6. Sectiunea S6

4.6.1. Sectiunea S6 in ipoteza de balanta R3 palierul VS cu productie in CEE si cu doua unitati in CNE Cernavoda.

Excedentul initial al sectiunii S6 este de 2808 MW. Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.6.1):

- La declansarea L400kV Smirdan – Gutinas, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=5030$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2850 MW (*2690 MW – retea vizibila*), valoare peste care se depaseste curentul limita pe L 110kV Liesti – ICM;
- La declansarea L400kV Bucuresti Sud – Pelicanu, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=5270$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 3170 MW, (*3000 MW – retea vizibila*), valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L110 kV Slobozia Sud – Dragos Voda.
- La declansarea L400kV Bucuresti Sud – Gura Ialomitei, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=4680$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 3500 MW, (*3310 MW – retea vizibila*), valoare peste care se depaseste curentul limita pe L110kV Pogoanela - Jugureanu.
- La declansarea L400kV Isaccea – Tulcea Vest, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=4520$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 4030 MW (*3820 MW – retea vizibila*), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declansarea L400kV Tariverde – Tulcea Vest, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=5410$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 4870 MW, (*4630 MW – retea vizibila*), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declansarea L400kV Brasov – Gutinas, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=5410$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 4620 MW, (*4380 MW – retea vizibila*), valoare peste care se depaseste curentul limita pe L110kV Pogoanela - Jugureanu.
- La declansarea L220kV Barbosi – Focsani Vest, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=5640$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 4210 MW (*3970 MW – retea vizibila*), valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L400kV Smirdan - Gutinas;

La retragerea L400 kV Smardan – Gutinas sunt necesare urmatoarele masuri:

- se verifica ca este conectata/se conecteaza LEA 110 kV Pogoanele-Jugureanu;
- se conecteaza LEA 110 kV Valea Calugareasca-Urziceni;
- se conecteaza LEA 110 kV Ramnicu Sarat-Costieni;
- se verifica ca sunt conectate / se conecteaza CT 110 kV Liesti, LEA 110 kV Liesti-Maxineni;
- se conecteaza bucla 110 kV Smardan-CFR Barbosi-Port CSG (CL-110 kV)-Filesti (pentru evitarea incarcarii LEA 110 kV Smardan-Filesti);

confidential

- La retragerea L400 kV Smirdan – Gutinas si declansarea L400 kV Brasov – Gutinas, puterea admisibila prin sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 4380 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 1820 MW (*1650 MW – retea vizibila*), valoare peste care se depaseste curentul limita termica L 110kV Gutinas – Marasesti;

La retragerea L400 kV Brasov – Gutinas sunt necesare urmatoarele masuri:

- se conecteaza **BC 400 kV Gutinas** (nu se afla pe acelasi diametru cu LEA 400 kV Brasov-Gutinas);
- se verifica ca este conectata/se conecteaza LEA 110 kV Pogoanele-Jugureanu;

- se conecteaza LEA 110 kV Valea Calugareasca-Urziceni;
- se conecteaza LEA 110 kV Ramnicu Sarat-Costieni;
- se verifica ca sunt conectate/ se conecteaza CT 110 kV Liesti, LEA 110 kV Liesti-Maxineni;
- se conecteaza bucla 110 kV Smardan-CFR Barbosi-Port CSG (CL-110 kV)-Filesti (pentru evitarea incarcarii LEA 110 kV Smardan-Filesti);
- se ridica nivelul tensiunii in zona sectiunii S5, prin utilizarea tuturor mijloacelor disponibile, inclusiv a bateriilor de condensatoare disponibile in judetele Suceava, Botosani, Neamt;

confidential

- La retragerea L400 kV Brasov – Gutinas si declansarea L400 kV Smirdan – Gutinas, puterea admisibila prin sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 4170 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 1500 MW (*1420 MW – retea vizibila*), valoare peste care se depaseste curentul limita termica L 110kV Gutinas – Marasesti;

4.6.2. Sectiunea S6 in ipoteza de balanta R2 palierul GS T cu doua unitati in CNE Cernavoda.

Excedentul initial al sectiunii S6 este de 1830 MW. Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.6.2):

- La declansarea L400kV Smirdan – Gutinas, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=3900$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 3260 MW (*3200 MW – retea vizibila*), valoare peste care se depaseste curentul limita pe L220 kV Barbosi – Filesti;
- La declansarea L400kV Bucuresti Sud – Pelicanu, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=4090$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 3260 MW, (*3190 MW – retea vizibila*), valoare peste care se depaseste curentul limita pe L110 kV Slobozia Sud – Dragos Voda.
- La declansarea L400kV Bucuresti Sud – Gura Ialomitei, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=3950$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 3020 MW, (*2960 MW – retea vizibila*), valoare peste care se depaseste curentul limita pe L110 kV Slobozia Sud – Dragos Voda.
- La declansarea L400kV Isaccea – Tulcea Vest, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=3550$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 3200 MW (*3130 MW – retea vizibila*), valoare peste care se depaseste curentul limita pe L400kV Bucuresti Sud – Gura Ialomitei;
- La declansarea L400kV Tariverde – Tulcea Vest, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=3980$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 3620 MW, (*3550 MW – retea vizibila*), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET .
- La declansarea L400kV Brasov – Gutinas, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=4090$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 3510 MW, (*3550 MW – retea vizibila*), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declansarea L220kV Barbosi – Focsani Vest, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=4300$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 3830 MW (*3760 MW – retea vizibila*) valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La retragerea L400 kV Smardan – Gutinas sunt necesare urmatoarele masuri:
 - se verifica ca sunt conectata/se conecteaza LEA 110 kV Pogoanele-Jugureanu, LEA 110 kV Valea Calugareasca-Urziceni;
 - se conecteaza LEA 110 kV Ramnicu Sarat-Costieni;
 - se verifica ca sunt conectate se conecteaza/CT 110 kV Liesti, LEA 110 kV Liesti-Maxineni;
 - se conecteaza bucla 110 kV Smardan-CFR Barbosi-Port CSG (CL-110 kV)-Filesti (pentru evitarea incarcarii LEA 110 kV Smardan-Filesti);
- La retragerea L400 kV Smirdan – Gutinas si declansarea L400kV Brasov – Gutinas, puterea admisibila prin sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 4400 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 3510 MW (*3290 MW – retea vizibila*), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.

- La retragerea L400 kV Bucuresti Sud – Gura Ialomitei sunt necesare urmatoarele masuri:
 - se verifica ca sunt deconectate/se deconecteaza LEA 110 kV Pogoanele-Jugureanu, LEA 110 kV Valea Calugareasca-Urziceni, LEA 110 kV Ramnicu.Sarat-Costieni;
 - se conecteaza LEA 110 kV Oltenita Nord-Hotarele;
 - se trece in rezerva LEA 110 kV Slobozia Sud-Dragos Voda;
 - se deconecteaza T2 400/110 kV Pelicanu;
 - se conecteaza CT 110 kV Gura Ialomitei;
 - se conecteaza T 400/110kV Gura Ialomitei aflat in rezerva;
- La retragerea L400 kV Bucuresti Sud – Gura Ialomitei si declansarea L400kV Smirdan – Gutinas, puterea admisibila prin sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 3590 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2850 MW (2630 MW – *reteaua vizibila*), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.

5. VERIFICAREA STABILITATII TRANZITORII A ZONEI CERNAVODA

confidential

6. CONCLUZII SI PROPUNERI DE MASURI

6.1. Propuneri pentru schema normala de functionare

Pentru sezonul de iarna 2019 - 2020 se propun schemele normale de functionare 220-400 kV si 110 kV prezentate in anexele **confidential**.

Se prezinta urmatoarele propuneri de schema normala avand in vedere modificarile fata de schema normala (SN) a sezonului de vara 2019:

DET 1

Statia 220/110 kV Stejaru:

- Statia 220 kV Stejaru in continuare retrasa din exploatare in vederea retehnologizarii (AT 220/110 kV retras din exploatare);
- Linia lunga provizorat 220 kV Gutinas-Gheorgheni, derivatie AT1 Dumbrava in functiune;
- CTv 110kV în funcțiune, LEA 110 kV Timișești și LEA 110 kV Poiana Teiului în funcțiune la bara B-110 kV și LEA 110 kV Dumbrava în funcțiune în bara A-110 kV.

Statia 220/110 kV Focsani Vest:

- Statia 220 kV în funcțiune la schema normală dupa retehnologizare;
- AT 200 MVA in funcțiune prin provizorat în cablu 110 kV și celula mobilă 110 kV legată rigid la Bara 2-110 kV.

Statia 400/110 kV Roman Nord:

- Bara 2A-110 kV in functiune cu: LEA 110kV IMR circ.1, LEA 110kV Roman Laminor circ. 1, LEA 110 kV Razboieni și CTv 110 kV.
- Bara 2B 110 kV disponibilă, în stare nenominalizabilă cu: T 400/110 kV, LEA 110 kV Halaucеști, LEA 110 kV Roman Laminor circ. 2
- Bara 1-110 kV in functiune cu: T 400/110kV, LEA 110kV Halaucеști, LEA 110 kV Roman Laminor circ. 2, CTv 110 kV.

Statia 110 kV CET Bacau:

- Se functioneaza pe sistemul de bare 2A si 2B 110 kV;
- Barele 1A și 1B 110 kV in rezervă caldă.

Stația 110 kV Dumbrava:

- AT 2 220/110 kV dezlegat pentru retehnologizarea stației 220 kV Dumbrava;
- AT 1 220/110 kV Dumbrava în funcțiune la bara 1-110 kV;
- LEA 110 kV Roman Laminor în funcțiune la bara 2-110 kV.

Zona Galati:

- LEA 110kV Tecuci-Cudalbi în functiune;
- CTv-110kV Liesti în rezervă caldă;

DET2

Statia 400/220/110 kV Bucuresti Sud:

- BC 400 kV indisponibila in urma exploziei trecerilor izolante fazele R si S (din 22.01.2018).

Statia 400/110 kV Pelicanu:

-T1 si T2 400/110 kV in functiune, CT 110 kV deconectata (conectarea se face pe perioada nefunctionarii SC Tenaris SILCOTUB). Pentru evitarea fenomenului de flicker se va functiona cu L 110 kV CSC 1 pe bara 1 – 110 kV, iar pe bara 2 – 110 kV se va functiona cu L 110 kV CSC 2, Calarasi, Saint Gobain.

Statia 400/110 kV Tulcea Vest:

- T1,2,3 400/110 kV in functiune. Daca suma puterilor active pe cele 3 transformatoare este maxim 250 MW se poate aduce in rezerva caldă unul dintre cele 3 transformatoare.

Statia 400/110 kV Tariverde:

- T1,2,3 400/110 kV in functiune. Daca suma puterilor active pe cele 3 transformatoare este maxim 250 MW se poate aduce in rezerva caldă unul dintre cele 3 transformatoare.

Statia 400/110 kV Medgidia Sud:

- Provizorat LEA 400 kV Cernavoda cu T2 400/110 kV printr-un cablu 400 kV, montat intre IO 400 kV LEA Cernavoda si bornele TC 400kV T2;
- T1 400/110 kV este in stare operativa nenominalizabila.

Statia 400/110 kV Isaccea:

- S-au inlocuit si pus in functiune urmatoarele elemente (dupa etapa 1 de retehnologizare):
 - Celula 400 kV Stupina, BC1, BC2;
 - BC1 – 100 MVar;
 - BC2 – 100 MVar;
 - Sistem bare 400 kV – 1A, 1B, 2.

DET 3**Statia 220/110 kV Isalnita:**

- AT1 220/110 kV in rezerva calda;
- AT2 220/110 kV in functiune;
- LEA 220 kV Gradiste in functiune la Bara 1- 220 kV.

Statia 220/110kV Craiova Nord:

- AT2 220/110 kV in functiune pe Celula Mobila 1;
- AT1 220/110 kV in rezerva calda;
- linie lunga de provizorat denumita LEA 220 kV Isalnita - Sardanesti provizorat, prin suntarea liniilor de 220kV Craiova Nord-Sardanesti si Craiova Nord-Isalnita 1;
- LEA 220 kV Craiova Nord-Isalnita circ. 2 pe Celula Mobila 3;
- se va realiza CT 220kV provizorat (celula veche CT 220kV se va retrage din exploatare).

Statia 220/110 kV Tr. Severin Est (finalizare in noiembrie 2019)

Dupa punerea in functiune a AT2 220/110 kV se va reveni la SN cu LEA 110 kV Toplet 1 in rezerva calda la bara 1-110 kV, LEA 110 kV Toplet 2 in functiune la bara 1-110 kV si CT-110 kV in rezerva calda in statia Toplet; AT1 220/110 kV este in functiune.

DET 4**Statia 220/110 kV Hasdat:**

- LEA 220 kV Mintia, Retezat, Baru Mare, Pestis, Otelarie Hunedoara retrase definitiv din exploatare pe perioada retehnologizarii;
- LEA 220 kV Mintia – Retezat provizorat in functiune;
- LEA 220 kV Baru Mare – Pestis derivatie Otelarie Hunedoara provizorat in functiune;
- LEA 110 kV Calan, Ghelar, Pui CFR, Hunedoara Oras circ. 1, Laminoare circ. 2, Hateg, Hunedoara Oras circ. 2, Laminoare circ. 1;
- LEA 110 kV Pestis – Hunedoara Oxigen T1 – Teliuc provizorat in functiune;
- LEA 110 kV Calan – Ghelar provizorat in functiune. LEA 110 kV Ghelar in Teliuc in functiune;
- LEA 110 kV Pui CFR – Hunedoara Oras circ. 1 – Laminoare circ. 2 provizorat in functiune;
- LEA 110 kV Hateg – Hunedoara Oras circ. 2 – Laminoare circ. 1.

Statia 220 kV Retezat

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

Statia 110 kV Timisoara:

- CS 60 MVar retras definitiv din exploatare.

Statia 110 kV Musicescu:

- retrasa definitiv din exploatare pentru retehnologizare; se realizeaza linie 110 kV provizorat Timisoara-Fratelia

DET 5

Statia 110 kV Micasasa

- s-a pus in functiune stația 110 kV Micasasa, ambele LEA 110 kV Tarnaveni si Tauni in functiune, bucla ramanand deschisa in statia Blaj (LEA 110 kV Tauni in functiune cu RABD/AAR anulat).

Statia 110 kV Ocna Mures

- conectată intrare-ieșire in LEA 110 kV Campia Turzii-Aiud-Ocna Mures;
- LEA 110 kV Campia Turzii-Aiud-Ocna Mures devine LEA 110 kV Campia Turzii – Ocna Mures si LEA 110 kV Ocna Mures-Aiud;
- statie cu 2 sectii de bara 110 kV, cu CL 110 kV in rezerva calda, LEA 110 kV Campia Turzii in functiune pe bara A 110 kV, LEA 110 kV Aiud in functiune pe bara B 110kV;
- LEA 110 kV Campia Turzii-Aiud-IMA-Ocna Mures devine LEA 110kV Campia Turzii-Aiud-IMA.

Statia 220/110 kV Campia Turzii

- LEA 110 kV Ocna Mures în funcțiunea la Bara 1 – 110kV;
- LEA 110 kV Aiud derivație IMA în rezervă la Bara 2 – 110kV.

Schema normala are urmatoarele **unitati de transformare in rezerva:**

DET 1:

AT4 220/110 kV Gutinas, AT3 400/220 kV Lacu Sarat (in luna para), AT2 220/110 kV FAI;

DET 2:

AT1,3 220/110 kV Turnu Magurele, T3 400/110 kV Gura Ialomitei, AT1 220/110 kV Ghizdaru;

DET 3:

AT1 220/110 kV Isalnita, AT1 220/110 kV Craiova Nord (Rth), AT1 220/110 kV Arefu, AT2 220/110 kV Gradiste, AT 220/110 kV Targu Jiu Nord;

DET 4:

AT1 220/110 kV Pestis, AT1 220/110 kV Mintia, AT3 400/220 kV Mintia, AT2 220/110 kV Iaz, T2 400/110 kV Oradea Sud

DET 5:

AT2 220/110 kV Cluj Floresti, AT1 220/110 kV Gheorghieni, AT2 220/110 kV Ungheni (Rth).

6.2. Concluzii regimuri stationare

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

a) Zonele unde sunt racordate CEE, asa cum sunt referite in cadrul studiului sunt:

- zona 110kV Dobrogea, compusa din:

- zona Tulcea;
- zona Constanta+Medgidia

In cadrul zonei Constanta+Medgidia se defineste zona Harsova+Medgidia, delimitata de LEA 110 kV Mircea Voda-Medgidia Sud – derivatie Faclia, 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 - derivatie Cismeaua Noua.

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

- zona 110kV L.Sarat, Smardan;

- zona statiilor 400/110kV Stupina si Rahman;

- zona statiei 400/110kV Tariverde;

- zona Baltagesti, Gura Ialomitei;

- zona sectiunii S6:

zona Dobrogea;

zona 110kV L.Sarat-Smardan;

zona Baltagesti-Gura Ialomitei;

zona Stupina-Rahman;

- zona Moldova (inclusiv zona Buzau);

- zona Banat.

b) Valorile insumate ale puterii instalate (disponibile nete) in unitati dipecerizabile a CEE **modelate** in studiu, din fiecare zona descrisa mai sus, precum si gruparea lor pe DET-uri, de la inceputul pana la sfarsitul perioadei analizate:

DET si 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 mentioneaza ca acest set de CEED modelate este acelasi cu cel din sezonul precedent de vara 2019, deoarece nu au mai fost puse in functiune CEED.

c) Distributia pe DET-uri a CEF modelate este urmatoarea:

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

Setul de CEF modelate este acelasi cu cel din sezonul precedent de vara 2019.

6.2.2. Determinarea puterii maxime admisibile in CEE

Determinarea puterii maxime admisibile in CEE s-a facut in conditiile indeplinirii simultane a:

- acoperirii palierului de consum si a soldului propus;
- respectarii criteriului N-1

Defalcarea puterii disponibile nete a CEE pe zonele definite in studiu este urmatoarea:

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

Calculule de determinare a puterii maxim admisibile ce poate fi evacuata in conditii de siguranta din CEE au tinut cont de urmatoarele elemente si ipoteze:

- temperatura mediului ambiant 20°C;
- LEA 110 kV Gura Ialomitei-Baltagesti, I_{adm} corespunzator sectiunii conductoarelor active de racord al celei pana stalpul nr. 1 din statia Gura Ialomitei de 185 mm²;
- nu s-au desfasurat reconductorari suplimentare a LEA 110 kV din Dobrogea fata de sezonul precedent;
- viteza vantului este aceeaasi pe tot teritoriul SEN, deci productia CEE modelate este egala cu puterea instalata (mai precis cu P disp neta), in zonele unde nu este necesara limitarea. Limitarile productiei

acelor CEE cu aport comun la o anumita depasire de limita admisibila pe un echipament, in cantumul rezultat ca fiind necesar, au fost considerate proportionale cu puterea instalata sau produsa;

Masurile de dispecerizare a productiei utilizate in calculele de determinare a puterii maxim admisibile ce poate fi evacuată in conditii de siguranta din CEE, sunt urmatoarele:

Pentru schema cu N elemente in functiune:

- confidential

Dupa considerarea acestei limitari, verificarea criteriului N-1 pe schema cu N elemente in functiune, in RED (adica la declansari in retea de 110 kV), impune limitare suplimentara preventiva a productiei CEE din zona Harsova-Medgidia.

Contingenta critica este declansarea LEA 110 kV Mircea Voda-Medgidia Sud, care incarca 110 kV Medgidia Nord-Mircea Voda Nord si LEA 110 kV Medgidia Nord-Medgidia 1.

Pe LEA 110 kV Medgidia Nord-Mircea Voda Nord, limita este de $485 \text{ A} = I_{\text{adm}30^{\circ}\text{C}}$, iar pe LEA 110 kV Medgidia Nord-Medgidia 1 limita este de $720 \text{ A} = 120\% I_{\text{TC}}$.

confidential;

Dupa considerarea acestor limitari, la verificarea criteriului N-1 pe schema cu N elemente in functiune, in RET (adica la declansari in retea de 220-400 kV, inclusiv LEA 220 kV Gutinas-Gheorgheni-derivatie AT1 Dumbrava provizorat) fara aplicarea de masuri topologice, se constata incarcarea LEA 220 kV Barbosi-Filesti peste limita admisibila.

Pentru respectarea criteriului N-1 se aplica urmatoarele masuri:

- conectare CT 110 kV Liesti;
- conectare LEA 110 kV Liesti-Maxineni;
- conectare LEA 110 kV Pogoanele-Jugurean

Reducerea productiei de la cca. 2906 MW la confidential este identificata ca fiind cea mai mica posibila in conditiile schemei de calcul si in ipoteza de palier de consum (9400 MW) si sold (export 800 MW) considerata.

Se mentioneaza ca in regimul R1 (varf seara toamna), palier consum 8400 MW, sold export 600 MW, in conditiile aceleiasi scheme de calcul si temperaturi a mediului ambiant, reducerea productiei este asemanatoare, de la cca. 2906 MW la confidential.

Evolutia puterii maxime determinate ca s-ar putea evacua din CEE in conditii de siguranta la regimul de baza, in ipotezele de palier de consum si sold ale fiecarui sezon analizat, este prezentata mai jos:

	Vara 2016	Iarna 2016- 2017	Vara 2017	Iarna 2017- 2018	Vara 2018	Iarna 2018- 2019	Vara 2019	Iarna 2018- 2019
P _{max adm CEE} [MW]	confidential	confidential	confidential	confidential	confidential	confidential	confidential	confidential
Sold export [MW]	1000	800	1250	1000	1000	1000	1000	800
P _c [MW]	7700	9000	7800	9300	8000	9300	8000	9400

Reconductorarea LEA 110 kV Medgidia Nord-Mircea Voda Nord ar ridica nivelul pana la care se limiteaza productia CEE din zona Harsova-Medgidia. Aceasta linie este cea care, dupa aplicarea tuturor masurilor prezentate mai sus, impune limitarea productiei CEE din zona Harsova-Medgidia, incarcandu-se peste limita termica la declansarea LEA 110 kV Mircea Voda-Medgidia Sud.

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

Zone MW	Dobrogea 110 kV			Lacu Sarat, Smardan 110 kV	Tariverde	Stupina, Rahman	Baltagesti G.Ialomitei (include CEE Pantelimon)	Moldova Banat	SEN
	confidential								
	CEE Pestera, Chirnogeni, Cobadin, Pecineaga 2, Mihai Viteazu (1 si 2)	Harsova- Medgidia	Tulcea						
P _{max.CEE}	confidential	confidential	confidential	confidential	confidential	confidential	confidential	confidential	confidential

Zone %	Dobrogea 110 kV			Lacu Sarat, Smardan 110 kV	Tariverde	Stupina, Rahman	Baltagesti G.lalomitei (include CEE Pantelimon)	Moldova Banat	SEN
	confidential								
	CEE Pestera, Chirnogeni, Cobadin, Pecineaga 2, Mihai Viteazu (1 si 2)	Harsova- Medgidia	Tulcea						
P _{max.CEE}	confidential	confidential	confidential	confidential	confidential	confidential	confidential	confidential	confidential

S-a marcat colorat zona in care este necesara limitarea productiei.

Regimurile de functionare reale sunt caracterizate prin diverse productii in CEE. Setul de masuri topologice si de dispecerizare a productiei CEE prezentate mai sus se aplica integral sau partial in functie de nivelul acestei productii.

In ipoteza cresterii productiei CEE de la valoarea 0 catre valoarea maxima, in mod proportional cu puterea instalata, s-au determinat praguri de la care este necesar sa se aplice masuri din setul complet de masuri necesare pentru respectarea in orice moment a crit. de siguranta N-1.

Prag	Quantum din Pinst. CEE SEN [% din Pinst. a CEE SEN]	PgCEE SEN [MW]	Depasire pe	La declansare	Masura
1	confidential	confidential	LEA 110 kV Medgidia Nord-Mircea Voda Nord	LEA 110 kV Mircea Voda-Medgidia Sud	limitare confidential
2	confidential	confidential	LEA 220 kV Barbosi-Filesti	LEA 400 kV Gutinas-Smardan	conectare CT 110 kV Liesti si LEA 110 kV Liesti-Maxineni
3	confidential	confidential	LEA 110 kV Baltagesti-Gura Ialomitei	-	limitare confidential
			LEA 110 kV Liesti-Tecuci	LEA 400 kV Gutinas-Smardan	conectare LEA 110 kV Pogoanele-Jugurean
4	confidential	confidential	LEA 110 kV Liesti-Tecuci	LEA 400 kV Gutinas-Smardan	-

6.2.3. Verificarea criteriului N-1 in schema completa

Criteriul N-1 se respecta in toate regimurile analizate, dupa aplicarea masurilor preventive si postavarie. Regimurile analizate sunt prezentate mai jos:

Regim	Tip palier	Palier consum [MW]	Prod. in CEE [MW]	Prod. in CEF [MW]	Prod. in CECC Petrom Brazi [MW]	Prod. in CNE [MW]	Sold export [MW]
R1	Vs T	8400	confidential				600
R2	GS	5200					300
R3*)	Vs I	9400					800
R4	Vd I - NMFT	9200					-100
R5	Vs I max	9800					600
R6	Vs I (import)	9400					-400

6.2.4. Verificarea criteriului N-1 in scheme cu retrageri

Mare parte din retragerile din exploatare ale echipamentelor din zona Dobrogea, dar si din axele catre zonele limitrofe, atat catre zona Bucuresti, cat si catre Moldova, cuprind in setul de conditionari de regim, masuri de limitare (reducere) a productiei CEE.

Limitarile (reducerile) pot fi postavarie sau preventive.

Limitarea puterii produse in CEE s-a realizat pe principiul proportionalitatii. Pentru evitarea acestor limitari (reduceri) se recomanda retragerea acestor echipamente atunci cand productia CEE permite acest lucru (este mai reduca).

În tabelul de mai jos, pentru regimul de baza **R3** (palier varf seara iarna), sunt reunite liniile a caror retragere din exploatare necesita în afara de masuri topologice si masuri de limitare (reducere) preventiva a productiei CEE.

Echipament retras din exploatare	Limitare preventiva Pg CEE (total reducere)	Pg CEE Excedent maxim al zonelor cu limitare preventiva
LEA 400 kV Brasov-Gutinas (varianta I, fara reducere deficit S5)	confidential	confidential
LEA 400 kV Gutinas-Smardan (varianta I, fara reducere deficit S5)	confidential	confidential
LEA 400 kV Lacu Sarat-Gura Ialomitei	confidential	confidential
LEA 400 kV G. Ialomitei-Cernavoda, c1 (c2)	confidential	confidential
LEA 400 kV Bucuresti Sud-Gura Ialomitei	confidential	confidential
LEA 400 kV Bucuresti Sud-Pelicanu	confidential	confidential
LEA 400 kV Pelicanu-Cernavoda	confidential	confidential
LEA 400 kV Domnesti-Bucuresti Sud	confidential	confidential
LEA 400 kV Domnesti-Brazi Vest	confidential	confidential
LEA 400 kV Constanta Nord-Cernavoda	confidential	confidential
LEA 400 kV Tulcea Vest-Isaccea	confidential	confidential
LEA 400 kV Tulcea Vest-Tariverde	confidential	confidential
LEA 400 kV Medgidia S.-Cernavoda (T2 400/110 kV Medgidia Sud)	confidential	confidential
LEA 400 kV Constanta Nord-Tariverde	confidential	confidential
LEA 220 kV Barbosi - Filesti	confidential	confidential
LEA 220 kV Lacu Sarat-Filesti	confidential	confidential

6.3. Managementul congestiilor

confidential

6.4. Conditionari de regim

confidential

6.5. Concluzii stabilitate statica

Se vor respecta puterile admisibile in sectiuni.

Punerea in functiune a LEA 400 kV Nadab-Oradea S. ajuta la:

- eliminarea congestiilor din sectiunea S4 in scheme de retrageri;
- cresterea semnificativa a valorilor NTC de import;
- marirea puterii admisibile in sectiunea S4 (a carei incarcare se apropie de limita admisibila chiar in schema normala).

Pentru a creste puterea evacuată din zona Dobrogea si zonele adiacente produsa in CEE si implicit a puterii admisibile in sectiunea S6 este nevoie sa se realizeze, in prima urgenta, al doilea circuit pe LEA 400 kV Smardan – Gutinas si reorganizarea (radializare) retelei de 110 kV pentru o evacuare directa in reseaua de 400 kV din zona.

6.6. Concluzii stabilitate tranzitorie

confidential

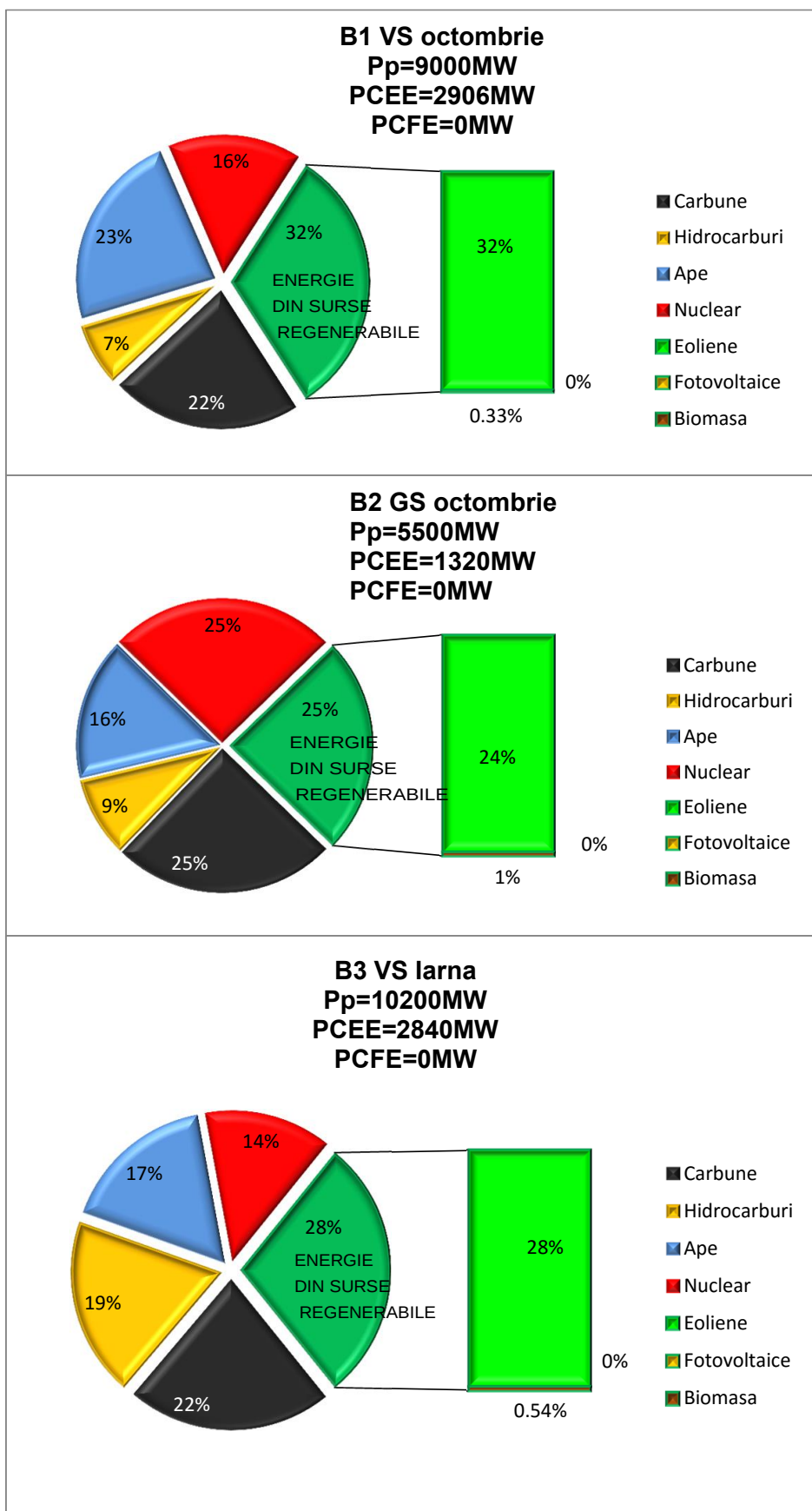
6.7. Concluzii generale

privind urgentarea realizarii unora*) dintre obiectivele investitionale incluse in Planul de Dezvoltare a RET 2020-2029, in corelare cu scenariile definite prin Tema Studiului „Planificarea operationala a functionarii SEN in iarna 2019 - 2020”:

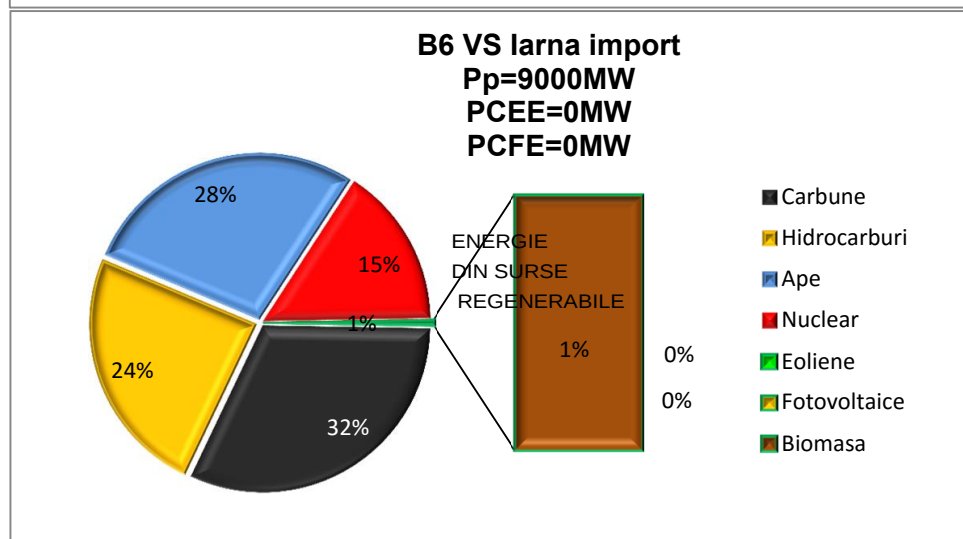
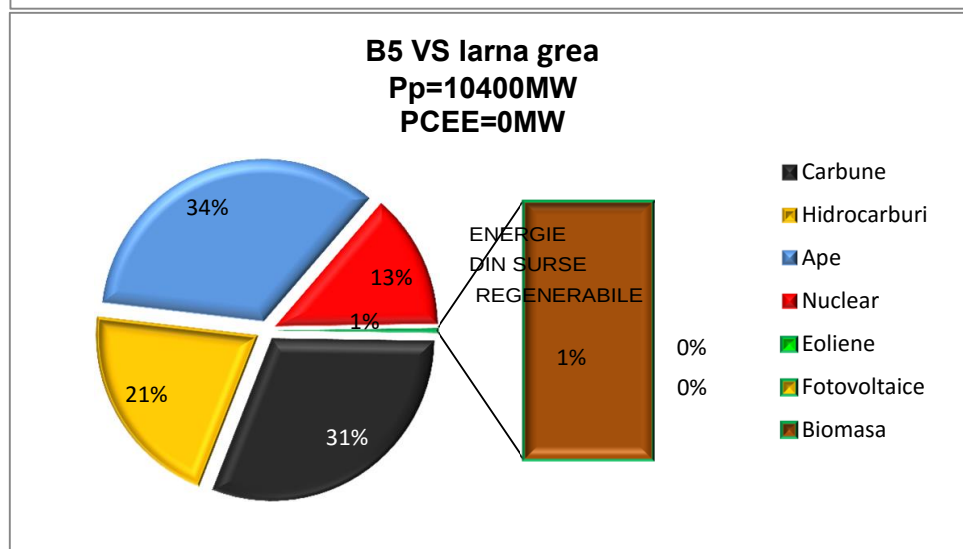
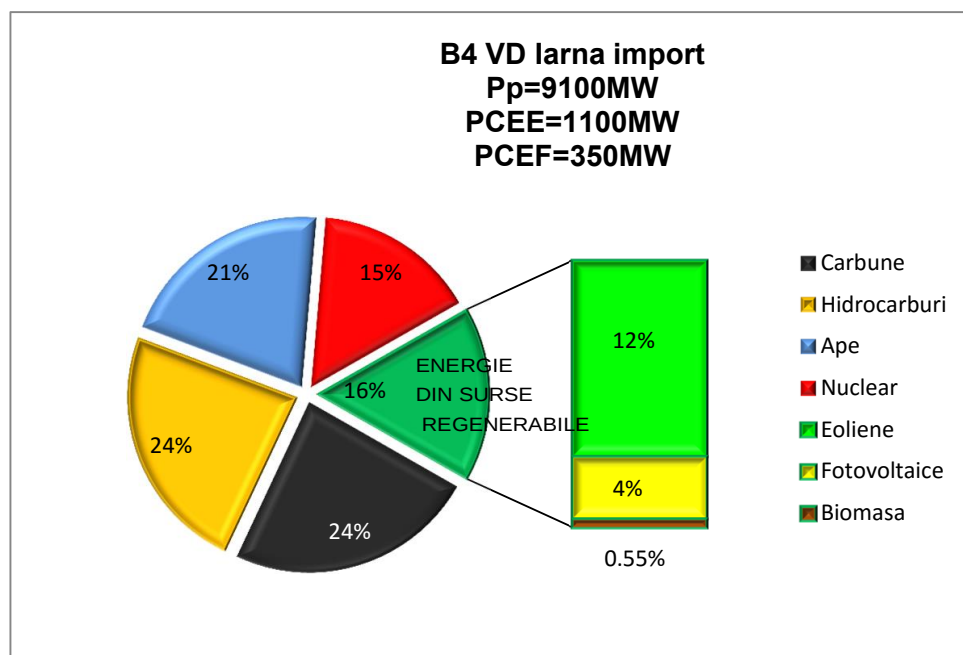
- Finalizarea retehnologizarii statiei 400 kV Medgidia Sud si racordarea LEA 400 kV interconexiune RO-BG in statia 400/110 kV Medgidia Sud;
- Punerea in functiune a LEA 400 kV Nadab – Oradea Sud;
- Punerea in functiune a LEA 400 kV Smardan – Gutinas d.c. (1 c.e.);
- Punerea in functiune a celui de-al doilea AT- 400 MVA 400/220 kV Brazi Vest;
- Punerea in functiune a celui de-al doilea AT- 400 MVA 400/220 kV Iernut;
- Punerea in functiune a unei statii de injectie in centrul de consum al Municipiului Bucuresti;
- Punerea in functiune a T3 - 250 MVA, 400/110 kV Sibiu Sud;
- Punerea in functiune a LEA 400 kV Portile de Fier – Resita.

*) Studiul „Planificarea operationala a functionarii SEN in iarna 2019 - 2020” nu are ca obiectiv reluarea analizelor din studiile suport pentru elaborarea „Planului de Dezvoltare a RET pe 10 ani” pentru toate obiectivele investitionale. Studiile suport utilizeaza scenarii pentru orizonturile de timp de 5 ani si 10 ani. Obiectivul studiului „Planificarea operationala a functionarii SEN in iarna 2019 - 2020” este precizat in primul capitol si se refera la planificarea operationala la nivel de semestru.

Structura pe resurse a productiei brute din SEN in iarna 2019-2020
(valori procentuale)



Structura pe resurse a productiei brute din SEN in iarna 2019-2020
(valori procentuale)



Valori NTC ferme pentru luna octombrie 2019

NTC	1-2.10	3-4.10	5-6.10	7-9.10	10.10	11.10	12-13.10	14-16.10	17-18.10	19-20.10	21-24.10	25.10	26-27.10	28-29.10	30-31.10	
RO=>HU	450				500			400					500			
HU=>RO	500		650	450	550	700									600	
RO =>RS	300				350			300					350	450		
RS =>RO	450			400					600							
RO=>BG	500															
BG=>RO	500															
RO=>UA	0					50										
UA=>RO	0					300			200							
RO export	1250				1350	1400		1250					1400	1500		
RO import	1450		1600	1350	1450	1900			2000					2000	1900	