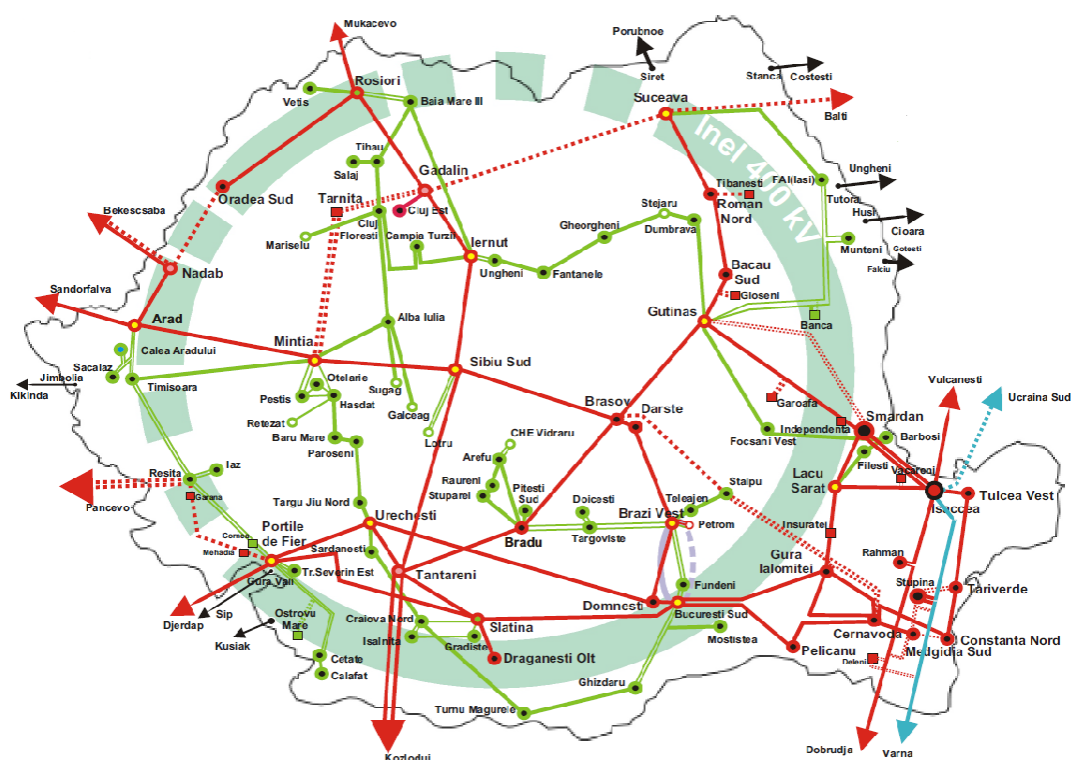


Unitatea Operatională - Dispecerul Energetic Național
Bd. Hristo Botev 16-18; sect.3; cod 030236 - București
Tel: 021 3035713; 021 3035613; Fax: + 40 21 3035 630

Planificarea operatională a funcționării SEN în vara 2019



Martie 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 vara 2018	5
2.2. Consumuri inregistrate in vara 2018	7
2.3. Valori NTC.....	10
2.4. Evoluția necesarului de energie electrică în vara 2019	11
2.5. Consumul intern brut mediu lunar prognozat pentru vara 2019.....	11
2.6. Capacitati de productie	13
2.7. Variantele de balanta.....	13
2.8. Servicii tehnologice de sistem.....	15
3. REGIMURI STATIONARE DE FUNCTIONARE A SEN	16
3.1. Scheme de calcul	17
3.2. Variante de regimuri analizate	20
3.3. Analiza regimurilor de functionare	20
3.3.1. Prezentarea CEE modelate	20
3.3.2. Prezentarea CEF modelate	21
3.3.3. Analiza regimurilor de functionare in schema N	22
A. Circulatii de putere	23
B. Nivel de tensiune si stabilirea domeniului de variatie al tensiunii	24
C. Consumul propriu tehnologic	27
D. Verificarea criteriului de siguranta N-1 pentru regimurile de functionare.....	27
3.3.4. Analiza regimurilor de functionare in scheme cu retrageri.....	46
3.4. MANAGEMENTUL CONGESTIILOR.....	48
3.5. CAPACITATI NETE DE SCHIMB ALE SEN (NTC).....	49
3.5.1 NTC sezoniere maxime negarantate, pentru topologie normala	49
3.5.2 NTC lunare/sublunare ferme.....	51
4. VERIFICAREA STABILITATII STATICE	52
4.1 Sectiunea S1 in ipoteza de balanta R5 palierul VD cu productie in CEE si CFV si cu doua unitati in CNE Cernavoda.	53
4.2. Sectiunea S2 in ipoteza de balanta R4 palierul VS cu fara productie in CEE si CFV si cu o unitate in CNE Cernavoda.	53
4.3. Sectiunea S3 in ipoteza de balanta R4 palierul VS cu fara productie in CEE si CFV si cu o unitate in CNE Cernavoda.	54
4.4. Sectiunea S4	55
4.5. Sectiunea S5	57
4.6. Sectiunea S6	60
5. VERIFICAREA STABILITATII TRANZITORII SI A AUTOMATICILOR	65
6. CONCLUZII SI PROPUNERI DE MASURI	66
6.1. Propuneri pentru schema normala de functionare	66
6.2. Concluzii regimuri stationare.....	68
6.3. Managementul congestiilor.....	73
6.4. Conditionari de regim	73
6.5. Concluzii stabilitate statica.....	73
6.6. Concluzii stabilitate tranzitorie	73
6.6. Concluzii generale	74

ANEXE:

- 2.7.2 Structura pe resurse a productiei brute din SEN pentru vara 2019
- 3.11 NTC ferme pentru luna aprilie 2019

1. INTRODUCERE

Scopul studiului este de a fundamenta elementele de stabilire a schemei normale sezoniere, ținând cont de echipamentele disponibile din SEN (RET), de a determina măsurile de regim la retragerea din exploatare a echipamentelor, de stabilire a puterilor admisibile prin secțiunile caracteristice ale SEN și de verificare a condițiilor de stabilitate tranzitorie și a automatizărilor de sistem. În baza acestui scop, studiul furnizează un instrument de lucru, utilizat în conducerea prin dispecer a SEN.

Studiul prezintă analiza și planificarea operațională a funcționării SEN în condițiile de balanță precizate în tema pentru perioada de vară 2019 și propune pe baza calculelor, schema normală de funcționare pentru perioada analizată. Tema este prezentată în Anexa 1 și avizată în CTES cu aviz nr. 12 / 2019.

La elaborarea studiului s-a ținut cont de:

- Programul anual de retrageri echipamente din RET pentru anul 2019 (inclusiv linii de interconexiune),
- Programul anual de retrageri grupuri pentru anul 2019,
- informații referitoare la perioada analizată de la ELCEN privind prognoza puterilor prioritare și de la ROMGAZ detaliând valorile puterilor contractate/ estimate pentru unitățile dispecerizabile din CTE Iernut,
- informațiile primite de la Operatorii de Distribuție referitoare la consumatori (evoluție consum, puneri în funcțiune a unor stații noi în RED).

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

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

S-a considerat pentru perioada de vară o balanță de puteri cu o producție la vârf de 9000 MW, care acopera un consum intern de 8000 MW la vârful mediu de sarcină și un sold de export de 1000 MW, considerând o funcționare fără insule de consum. S-au luat în considerare și situații cu producție maximă în CEE și export, cât și varianta cu producție zero în CEE și sold de export/ import pentru scheme cu 1 sau 2 unități în funcțiune în CNE Cernavodă.

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

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

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

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

Capitolul de stabilitate tranzitorie include:

- verificarea stabilității CNE Cernavodă și a zonei, la funcționare cu 2 unități în CNE Cernavodă, varf de sarcină și producție mare în centrale eoliene, în schema normală și scheme cu retrageri;
- calculul timpului critic de eliminare a defectului în schema completă și scheme cu un element retras din exploatare.

2. BALANTELE DE PUTERE

2.1. Consumuri inregistrate in ziua caracteristica din vara 2018

Inregistrarea valorilor (instantanee) consumului intern brut pentru palierele caracteristice de functionare în vara 2018 s-a facut în ziua de miercuri 18 iulie 2018 (pentru vârful de dimineata, vârful de seara și golul de noapte) si noaptea de 22/23 iulie (pentru golul de sarbatoare).

Valorile consumurilor inregistrate pe ansamblul SEN la palierele caracteristice în ziua caracteristica au fost:

18 iulie 2018

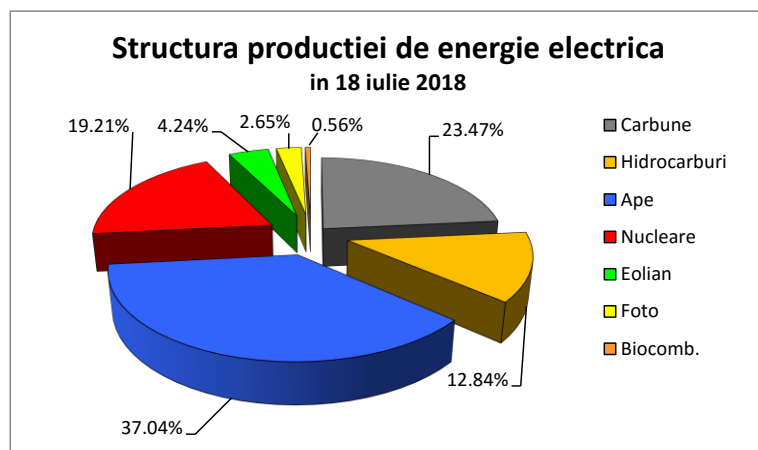
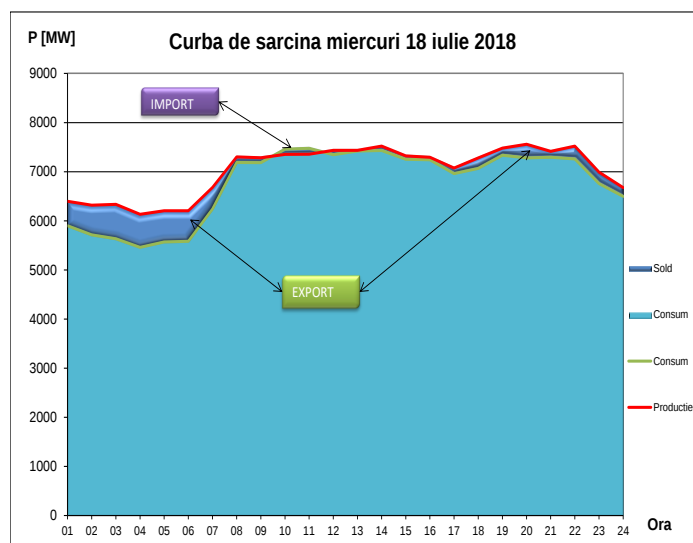
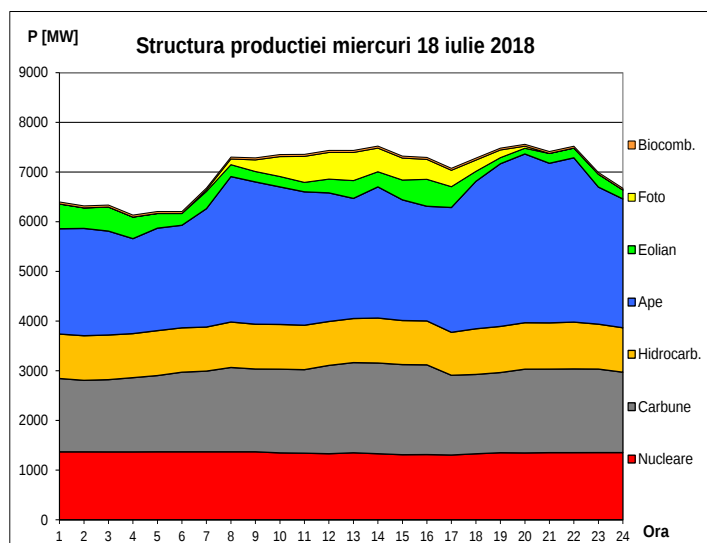
-vârful de dimineață: 7459 MW ora 10

-vârful de seară: 7293 MW ora 21

-golul de noapte: 5431 MW ora 04

23 iulie 2018

-golul de sărbătoare: 5263 MW ora 04 .



Structura productiei [MWh/h,%]	Carbune	1648	23.47%
	Hidrocarburi	902	12.84%
	Ape	2602	37.04%
	Nucleare	1349	19.21%
	Eolian	298	4.24%
	Foto	186	2.65%
	Biocomb.	39	0.56%

Soldul de 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.

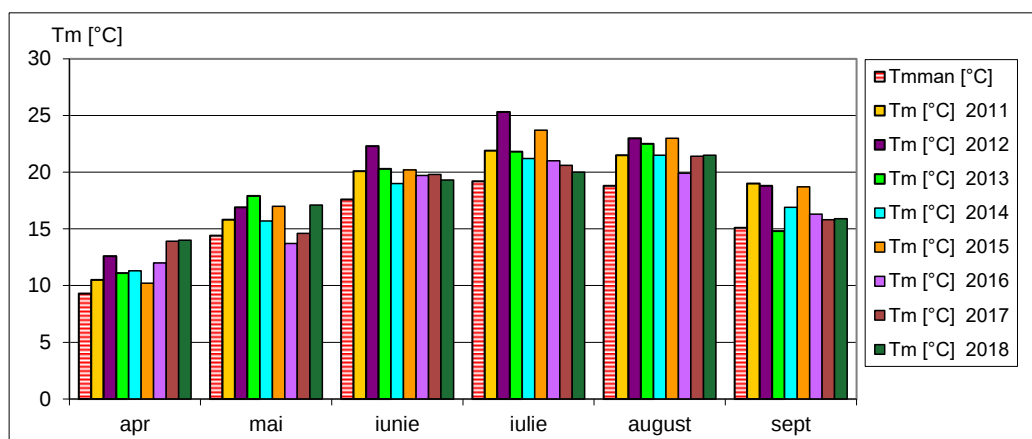
2.2. Consumuri inregistrate in vara 2018

Vara 2018 (PERIOADA APRILIE - SEPTEMBRIE) a fost o vara ploioasa si cu temperaturi usor mai ridicate decat media multianuala, dar mai scazute decat in vara anterioara (2017). Exceptie a facut luna mai, care a fost neobisnuit de calduroasa, cu temperaturi corespunzatoare lunii iunie. Lunile iunie si iulie s-au caracterizat prin valori relativ mai scazute ale temperaturii decat in anii anteriori si cu precipitatii frecvente. Cantitatile de apa cazute au depasit 50 l/mp in majoritatea zilelor lunilor iunie si iulie. Frecvent s-au inregistrat si caderi de grindina. In luna august temperaturile au crescut, precipitatiile s-au mai redus cantitativ, dar si-au pastrat frecventa. Indicele temperatura- umezeala a atins si depasit pragul critic pe intreaga durata a lunii august.

Luna	Tm _{man} [°C]	Tm [°C] 2011	Tm [°C] 2012	Tm [°C] 2013	Tm [°C] 2014	Tm [°C] 2015	Tm [°C] 2016	Tm [°C] 2017	Tm [°C] 2018
apr	9.3	10.5	12.6	11.1	11.3	10.2	12.0	13.9	14.0
mai	14.4	15.8	16.9	17.9	15.7	17.0	13.7	14.6	17.1
iunie	17.6	20.1	22.3	20.3	19	20.2	19.7	19.8	19.3
iulie	19.2	21.9	25.3	21.8	21.2	23.7	21.0	20.6	20.0
august	18.8	21.5	23.0	22.5	21.5	23.0	19.9	21.4	21.5
sept	15.1	19	18.8	14.8	16.9	18.7	16.3	15.8	15.9

Tm- temperatura medie lunara

Tm_m- temp. medie lunara multianuala

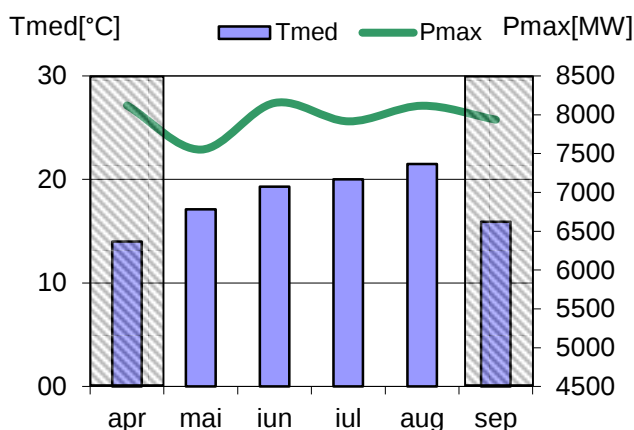


Temperaturile moderate si ploile dese au condus la o reducere a timpului de utilizare a instalatiilor de aer conditionat in lunile iunie si in special iulie. Valoarea **maxima** a consumului intern brut realizat în perioada analizată a fost de 8152 MW înregistrat în ziua de miercuri 20 iunie 2018 ora 14.

Valoarea **minima** a consumului intern brut a fost înregistrata in ziua de duminica Pastelui 8 aprilie 2018 ora 15 fiind de 4561 MW.

O evolutie atipica a avut-o consumul din luna iulie. Valoarea maxima a consumul din luna iulie (inregistrata in data 31 iulie ora 14) s-a redus cu 250 MW fata de valoarea maxima a lunii iulie a anului anterior.

Luna	Tmed	Pmax
apr	14.0	8120
mai	17.1	7551
iun	19.3	8152
iul	20.0	7915
aug	21.5	8116
sep	15.9	7936



Tabelul 2.2.1 Consumuri inregistrate in vara 2018

[MW]

P prognozata in studiul vara 2018	Realiz. 2018	val. studiu v2018	VD-max/ ora		VD-med/ ora		VS-max/ ora		VS-med/ ora		GS-min/ ora		GS-med/ ora	
VSmed=8000MW	Aprilie	8200/4700	8019	9	7242	9	8120	21	7579	21	4740	2	5015	3
VDmed=7800MW	Mai	7400	7458	14	7099	14	7551	21	7273	22	4809	2	4921	2
Exp=800/1000MW	Iunie	7400/7800	8152	14	7615	14	7853	22	7450	22	4879	7	5077	3
GSmed=4700MW	Iulie	7800/8000	7915	14	7521	13	7643	22	7414	22	4767	7	5136	4
Exp=800MW	August	8600	8116	14	7562	14	8067	21	7567	21	4930	5	5199	4
	Septembrie	7800/8000	7744	15	7239	14	7936	20	7596	21	4829	7	5081	4
	Val.medie		7901		7380		7862		7480		4826		5072	

VD-varf de dimineata,

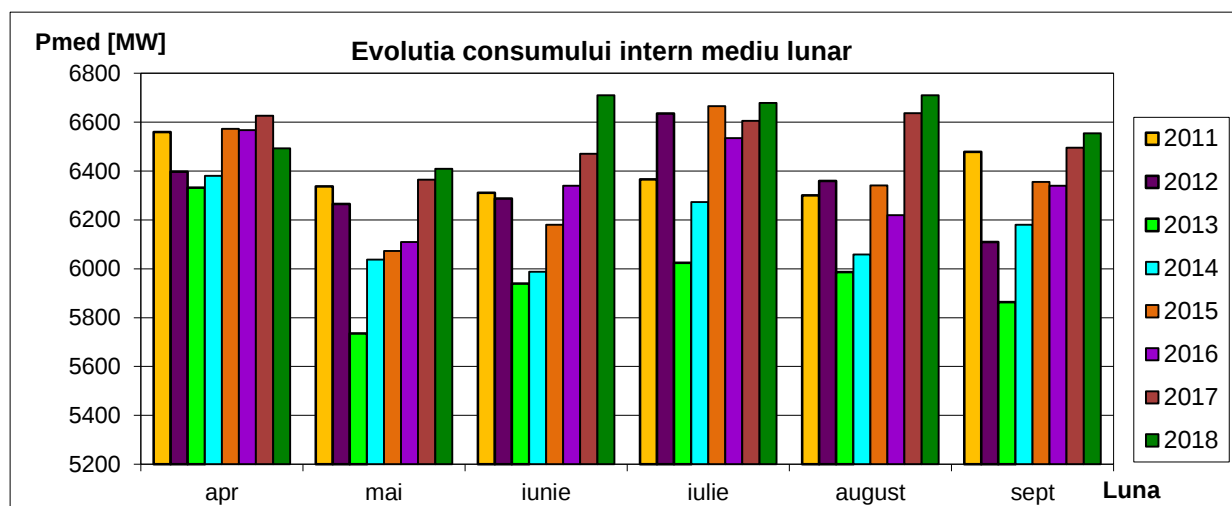
VS-Varf de seara,

GS-Gol de noapte de sarbatoare,

Evolutia valorilor consumului mediu lunar din cele 6 luni ale sezonelor de vara 2011-2018 este prezentata in graficul de mai jos:

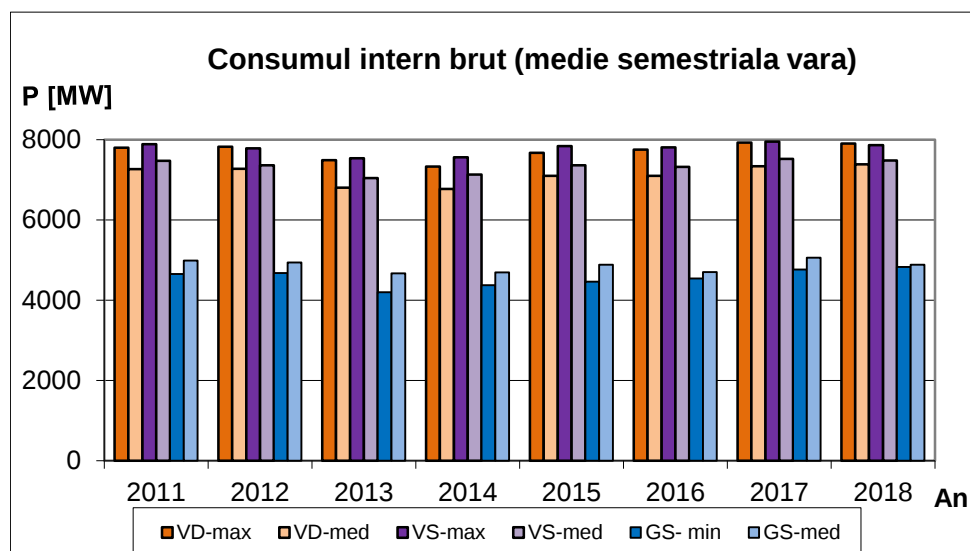
Consum intern brut mediu lunar

Pmed lunara	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
apr	6560	6398	6332	6381	6572	6567	6626	6493
mai	6337	6265	5735	6038	6073	6110	6365	6409
iunie	6311	6287	5940	5988	6181	6340	6471	6710
iulie	6366	6635	6024	6273	6665	6535	6605	6679
august	6301	6359	5987	6059	6341	6219	6637	6710
sept	6479	6110	5863	6181	6356	6340	6496	6554



Evolutia consumului intern brut (medie semestrială) înregistrat la palierul caracteristic în anii 2011-2018 este prezentat în graficul următor:

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



Diagnoza valorilor folosite la studiul anterior

Analiza comparativă a prognozei de consum intern brut și a rezultatelor înregistrate în vara 2018 a condus la obținerea unor valori ale **abaterii prognozei sub 2.7%** pentru toate perioadele analizate, abateri care nu au influențat rezultatele și concluziile studiului.

Abaterea de prognoza a consumului intern brut considerat în studiul anterior „Planificarea operațională a SEN în vara 2018” față de valoarea consumului realizat este :

Perioada 2018		Tip palier consum	Varf realizat	Varf estimat	Abatere prognoză	Gol sarbatoare realizat	GS estimat	Abatere prognoză
VS aprilie	Val.max		8120	8200	0.9%	4826	4700	-2.7%
VS mai -iun.	Val.med		7362	7400	0.5%			
VS iul.-sep.	Val.med		7596	7800	2.6%			
VD iun.-sep.	Val.med		7615	7800	2.4%			
Vmax iun-aug	Val.inst.		8152	8300	1.8%			
Vmax apr-sep	Val.inst.		8152	8300	1.8%			

Pentru palierile de varf (valorii medii) s-au înregistrat abateri de prognoza pozitive (consumul realizat < prognoza) ceea ce semnifică o valoare acoperitoare a prognozei. Abaterea prognozei negativă (consumul realizat > prognoza) se înregistrează la palierul de gol, ceea ce semnifică o valoare acoperitoare a prognozei.

În concluzie, calculele și analizele au fost acoperitoare pentru toate palierile de consum analizate, în condițiile abaterilor mici înregistrate.

2.3. Valori NTC

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

In graficele de mai jos sunt reprezentate pentru perioada aprilie 2018 - septembrie 2018 :

- curbele valorilor NTC ferme agreate de import si export pentru perioada respectiva;
- programele de import si export, la golul de noapte (ora 3 CET, ora 4 ora Romaniei) si varf de dimineata (ora 11 CET, ora 12 ora Romaniei) ; se obtin 4 curbe care expliciteaza utilizarea NTC la aceste momente reprezentative ale zile (fig. 2.3.1); suplimentar fata de studiile anterioare s-au reprezentat cele 2 curbe de la varful de seara (ora 20 CET, ora 21 ora Romaniei)
- valorile soldului inregistrat pentru cele trei momente ale zilei mentionate mai sus: soldul de noapte, de zi si la varful de seara (fig.2.3.2).

Rezultatul soldarii graficelor de schimb se incadreaza in valorile NTC.

Fig.2.3.1

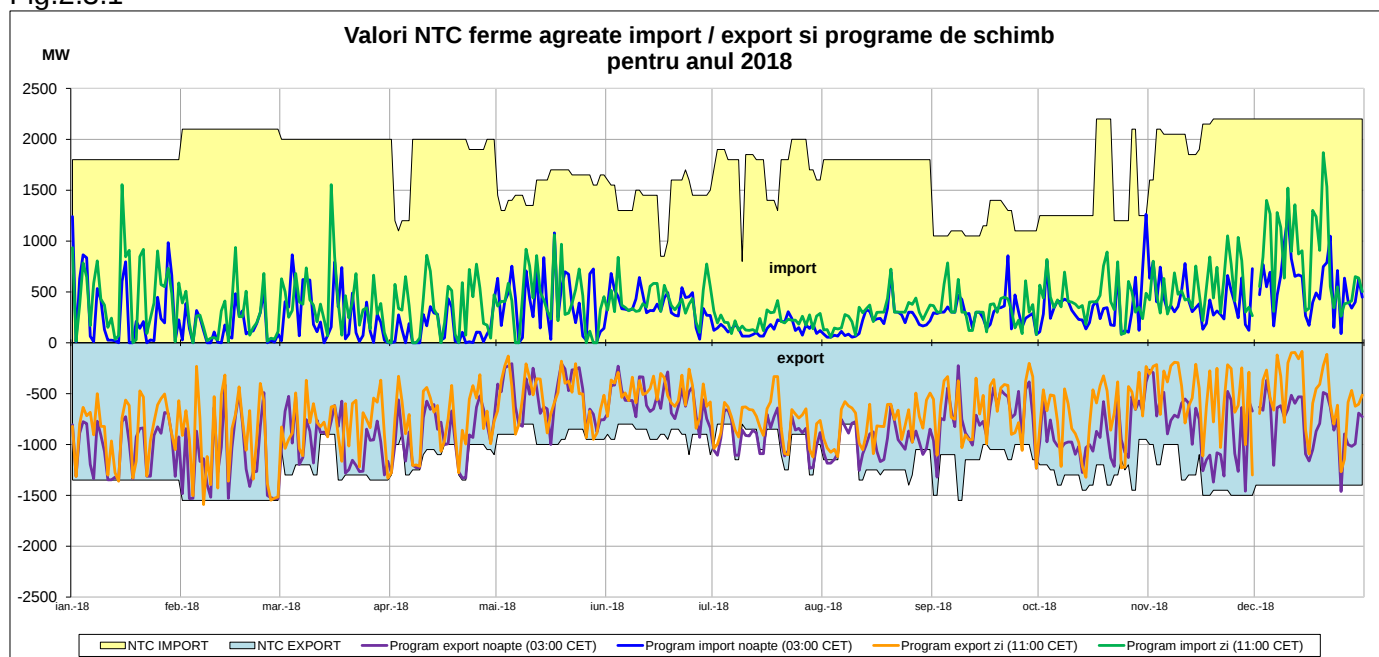
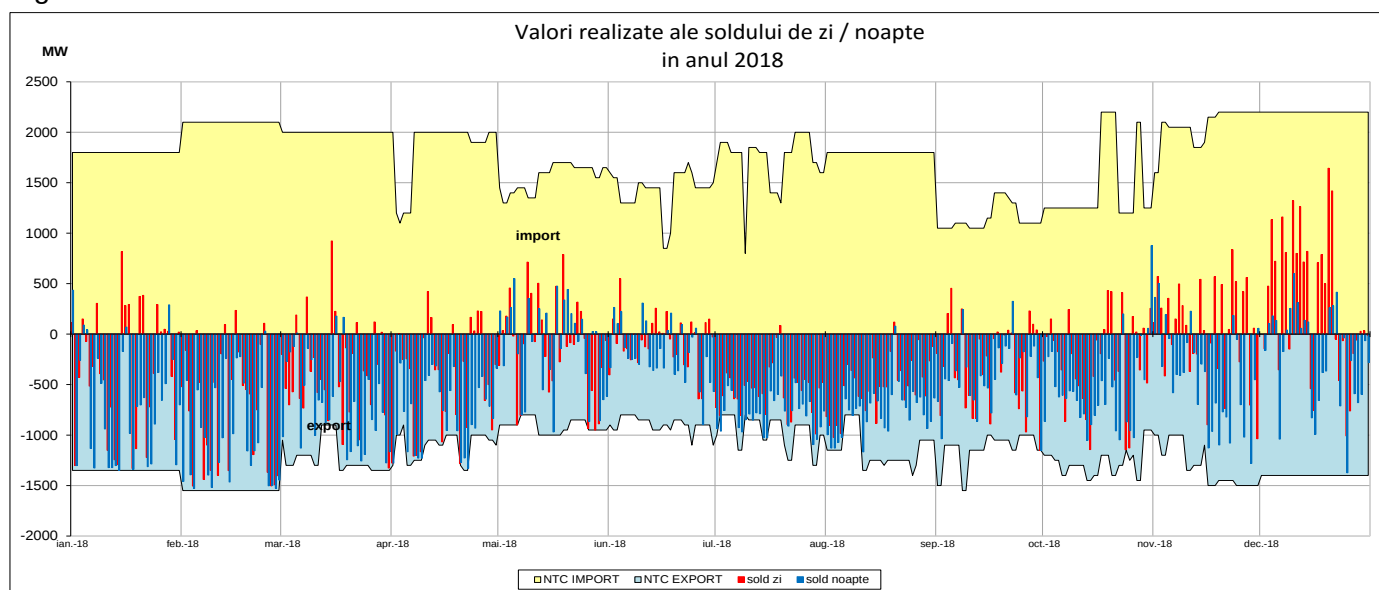


Fig.2.3.2



Pe baza soldului de la orele indicate mai sus se constata ca Romania a fost o tara predominant exportatoare in perioada ianuarie – noiembrie 2018 si predominant importatoare in luna decembrie 2018.

2.4. Evoluția necesarului de energie electrică în vara 2019

Scenariul de referință utilizat la modelarea funcționării pieței de energie electrică din România cu modelul Powrsym4 pentru anul 2019, prevede o creștere de 1% a cererii de energie electrică în sezonul de vară 1 aprilie – 30 septembrie, față de aceeași perioadă a anului trecut, decuplată de proiecția de creștere economică, estimată de Comisia Națională de Prognoză la 5,5% anual („Proгноza de iarnă 2019”).

După recuperarea declinului cauzat de criza economică și consolidarea evoluțiilor pozitive ale Produsului Intern Brut, a fost din ce în ce mai accentuată decuplarea evoluției cererii de energie electrică de creșterea economică. Astfel, Produsul Intern Brut a înregistrat un ritm de creștere mediu de 3,5% în perioada 2011 - 2018, (cu un varf de 7% în 2017), în timp ce consumul de energie electrică a avut o evoluție constantă și moderată, corespunzătoare unui ritm mediu anual pe perioadă de 1%. Această evoluție se datorează pe de o parte ajustărilor structurale ale economiei naționale, cât și îmbunătățirii eficienței energetice în sectoarele utilizatorilor finali.

Ca urmare, în Tabelul 2.4.1 se prezintă evoluția lunară a cererii interne, a soldului și respectiv a producției de energie electrică, prognozată pentru vara anului 2019, cât și valorile lunare maxime și minime de putere.

Tabel 2.4.1.Evoluția necesarului de energie electrică în vara 2019

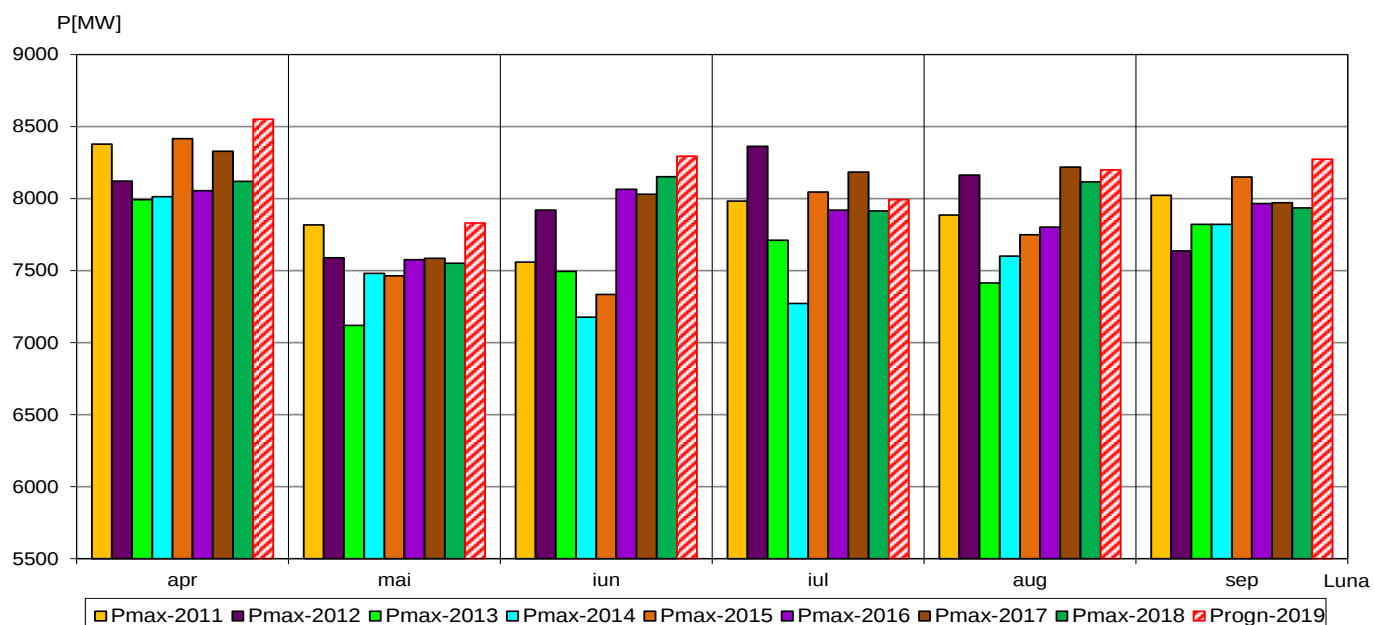
		2019					
		apr	mai	iun	iul	aug	sept
ENERGIE ELECTRICA	GWh						
Consum intern brut		4715	4840	4855	5055	5015	4710
Sold import-export		-220	70	-200	-340	-230	-100
Productie bruta		4935	4770	5055	5395	5245	4810
PUTERI DE GOL	MW						
Consum intern brut		4780	5002	5132	5104	5295	5204
Sold import-export		-306	94	-278	-457	-309	-139
Putere produsa minima		5086	4908	5410	5561	5604	5343
PUTERI DE VARF	MW						
Consum intern brut		8552	7830	8294	7993	8199	8274
Sold import-export		-306	94	-278	-457	-309	-139
Putere produsa maxima		8858	7736	8572	8450	8509	8413

2.5. Consumul intern brut mediu lunar prognozat pentru vara 2019

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

În graficul următor sunt prezentate valorile Pmax lunare înregistrate în anii anteriori și conform datelor departamentului DPA, valorile consumurilor lunare maxime în SEN prognozate pentru vara 2019:

Luna	Pmax-2011	Pmax-2012	Pmax-2013	Pmax-2014	Pmax-2015	Pmax-2016	Pmax-2017	Pmax-2018	Progn-2019
apr	8378	8122	7992	8014	8416	8054	8329	8120	8552
mai	7818	7589	7119	7481	7463	7576	7586	7551	7830
iun	7559	7919	7494	7176	7334	8065	8031	8152	8294
iul	7983	8363	7711	7271	8046	7920	8184	7915	7993
aug	7886	8164	7415	7601	7748	7802	8219	8116	8199
sep	8023	7636	7821	7822	8150	7966	7972	7936	8274



Pornind de la valorile consumului maxim prognozate si utilizand coeficienti de curba de sarcina s-au obtinut valorile medii prognozate pentru palierle de varf si de gol care se analizeaza.

In acest studiu s-au considerat si s-au analizat 8 paliere de consum intern brut pentru care sunt elaborate 9 balante de productie considerând soldul corespunzator perioadei.

Tabelul 2.5.

Codif. balanta	Productie SEN (MW)	Consum SEN (MW)	Perioada din anul 2019	Var. de retea	Palier de consum	Productie			Sold (MW)
						RES (MW)		CNE (MW)	
						CEE	CEF		
B1	9100	8100	aprilie	A	VS	maxim admisibil	0	1400	1000
B2	5500	4700	aprilie-mai	A	GS	maxim admisibil	0	1400	800
B3	4700	4200	sarbatoare 28.04; 1.05; 01.06	A	GSp	maxim admisibil	0	1400	500
B4	8250	7550	mai-iunie	A	VS	0	0	700	700
B5	9000	8000	iul-sep	B	VD	maxim admisibil	700	1400	1000
B6	8800	8000	iul-sep	B	VD	1700	700	1400	800
B7	9300	8300	iul-sep	B	VDmax	0	800	1400	1000
B8	7819	7900	iul-sep	B	VD	870	500	1400	-81*
B9	6600	7600	iul-sep	B	t	0	0	1400	-1000

*conform valorii Base Case Exchange (BCE) armonizate in cadrul procesului de stabilire a modelului comun de retea de catre Grupa de lucru NMFT pentru anul 2019

În consumul prognozat sunt cuprinse si consumurile serviciilor proprii ale centralelor (între 320 MW si 522 MW, în functie de palierul de sarcina si de structura productiei în functie de tipul de combustibil) si pierderile de putere activa in retelele electrice: RET si RED.

2.6. Capacitati de productie

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

	Pi MW	Ci MW	Pneta MW	Rpp MW	Pd MW
TOTAL SEN	24605	21042	19187	4442	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>	5656	3565	3045	2278	3377
<i>Total apa</i>	6758	6696	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	1297	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. Variantele de balanta

Modul de acoperire a consumului intern brut si a soldului la diferite paliere de consum este prezentat in tabelul urmator 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 termo cat si pentru grupuri hidro,
- informatii referitoare la perioada analizata primite de la ELCEN privind prognoza puterilor prioritare si de la ROMGAZ cu valorile puterilor contractate / estimate pentru unitatile dispecerizabile din CTE Iernut,
- 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 balant a	Productie SEN (MW)	Consum SEN (MW)	Palier de consum	Productie RES			Productia în centrale mari (MW)				Sold exp (MW)
				eoliana (MW)	fotovolt. (MW)	biomasa (MW)	Termocentrale		CNE	Hidro	
							Carb	Hidrocarb			
B1	9100	8100	VS	2840*	0	40	1571	743	1400	2506	1000
B2	5500	4700	GS	1145**	0	15	673	602	1400	1665	800
B3	4700	4200	GSp	710**	0	25	628	425	1400	1512	500
B4	8250	7550	VS	0	0	40	2160	1551	700	3799	700
B5	9000	8000	VD	2795*	700	35	1360	780	1400	1930	1000
B6	8800	8000	VD	1700	700	35	1588	1231	1400	2146	800
B7	9300	8300	VDmax	0	800	35	2193	1477	1400	3395	1000
B8	7819	7900	VD	870	500	55	1965	939	1400	2090	-81
B9	6600	7600	VS	0	0	35	2113	897	1400	2155	-1000

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 aprilie 2018 la varf de sarcina cu termoficare si la gol de sarcina. 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 prezinta o structura a productiei brute pentru acoperirea consumului la varful minim de gol de sarbatoare (perioada sarbatorilor Pascale 26-29 aprilie, 1 Mai, Rusalii 16-17 mai) in conditii de productie in CEE=710 MW, fara productie in CEF si cu sold de export 500 MW.

Balanta 4 prezinta o structura a productiei brute pentru acoperirea consumului la varful de seara in perioada 3 mai – 3 iunie 2019, cand se opreste unitatea 2 din CNE Cernavoda pentru mentenanta planificata, considerand un sold de 700 MW export.

Balanta 5 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 6 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=700 MW si CEE=1700 MW si sold de export=800 MW.

Balanta 7 este conceputa pentru verificarea comportarii sistemului in conditiile de consum crescut (vara caniculara) la palierul varf de dimineata la care productia in centralele electrice eoliene este zero si sold de export 1000 MW.

Balanta 8 reprezinta un model sezonier de vara care se trimite la ENTSO-E si este utilizat pentru reprezentarea sistemului electroenergetic romanesc in calculele din cadrul grupului Network Model Forecast Tool (NMFT).

Balanta 9 prezinta o structura a productiei brute pentru acoperirea consumului la varful de seara fara productie in CEE si CEF si cu sold de 1000 MW import.

În anexa 2.7.1 sunt prezentate productiile în centrale în cele 9 variante de balanta analizate la functionarea SEN în vara 2019. Schema de calcul este definita in anexa la Tema studiului.

Anexele 2.7.2 - 1 si 2 contin structura pe resurse a productiei în SEN corespunzatoare balantelor, 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, fiind valori luate în considerare pentru analiza circulațiilor de

puteri, pentru calculele de stabilitate statică, în scopul determinării restricțiilor de rețea în schema completă și cu retrageri din exploatare.

2.8. Servicii tehnologice de sistem

confidential

3. REGIMURI STATIONARE DE FUNCTIONARE A SEN

Acest capitol are ca scop analiza regimurilor stationare de functionare a SEN in perioada 1.04.2019 – 30.09.2019.

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 vara 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 vara (seara sau dimineata) si unul pentru regimurile de gol noapte sabbatoare si gol Paste.

Acestea au fost realizate pornind de la CGM-urile (Common Grid Models) sezoniere de vara (corespunzatoare zilei 17.07.2018, ora 10:30 CET pentru palierul de varf) si de primavara (corespunzatoare zilei 17.04.2018, 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 fară insula de consum pe linia 400 kV Isaccea-Vulcanesti si fară 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 conditiilor de regim;
- debucarea retelei de 110 kV in toate zonele in care aceasta este in paralel cu reseaua de 220 kV si 400 kV si sunt respectate criteriile de calitate a energiei electrice si de siguranta;
- identificarea necesitatilor de utilizare a benzii secundare de reactiv;
- identificarea unor valori maxime posibile ale productiei CEE, in anumite regimuri, in conditii de siguranta pentru SEN;
- determinarea congestiilor in zona Bucuresti si in sectiunile caracteristice S4, S5 si S6;
- determinarea capacitatilor de schimb (NTC);

3.1. Scheme de calcul

Retragerile de lunga durata din exploatare, pentru lucrari de RTh sunt cele cuprinse in **programul anual de retrageri (PAR) 2019, avizat**. Se tine cont si de indisponibilitati, de puneri in functiune, de decalari/devansari de lucrari, in masura in care informatiile sunt primite in timp util.

Pe baza analizei regimurilor se face o propunere de schema normala de functionare a SEN, care este prezentata in **anexele 3.1 si 3.2** pentru reseaua de 400 kV si 220 kV, respectiv de 110 kV.

Echipamentele din RET retrase din exploatare sau indisponibile si cele puse in functiune in schemele de calcul sunt prezentate in continuare.

S-au considerat doua scheme de calcul: **A** pentru perioada aprilie-iunie si **B** pentru perioada iulie-septembrie.

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** (doar in schema de calcul **A**)

Este realizata LEA 220 kV Gutinas-Barbosi provizorat, **fara** injectie in statia 220 kV Focsani Vest; se aplica corespunzator masuri de regim, anume conectarea CT 110 kV Liesti si a LEA 110 kV Liesti-Maxineni, cu distribuirea liniilor pe cele doua bare astfel incat sa nu se incarce peste limita admisibila.

- RTh **Smardan**:

LEA 400 kV Smardan-Isaccea, c1 este in functiune pe fosta celula CT 400 kV , incepand cu luna iunie. Consecinta este ca va fi o singura bara 400 kV in statia Smardan. Retragera din exploatare succesiva a unitatilor de transformare T2 400/110 kV si T1 400/110 kV Smardan in aceasta perioada sunt considerate retrageri de scurta durata, nefind implementate in schemele de calcul.

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 (intr-o etapa viitoare $I_n=1200$ A pe LEA 110 kV Gura Ialomitei).

S-a considerat in cadrul tuturor 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 G.Ialomitei conductorul activ are sectiunea 485 mm^2 .

- LEA 110 kV Basarabi-Baltagesti este deconectata;

- 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;

- Finalizare etapei 1 **RTh Isaccea**: este desfiintata LEA 400 kV Smardan 2-Stupina provizorat, format din LEA 400 kV Isaccea-Stupina si Isaccea-Smardan, c2 (utilizand un cablu de 400 kV pozat pe teritoriul statiei 400 kV Isaccea si utilizand barele 400 kV noi realizate in statia de 750 kV). LEA 400 kV Isaccea-Stupina si LEA 400 kV Isaccea-Smardan, c2 se pun in functiune;

- RTh statia **Domnesti**: avand in vedere planificarea pentru luna martie-aprilie 2019 a unor retrageri scurte, de 5-10 zile a unor echipamente din statia 400 kV Domnesti si posibilitatea decalarii lor, acestea nu vor fi incluse in schema cu retrageri de lunga durata;

- Lucrarea de realizare a **LES 110 kV Fundeni-Nord nou** este finalizata: cablul este Al 1600 mm², 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 si LES 110 kV Grozavesti in functiune;

cupla 110 kV Bucuresti Nord deconectata.

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

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

- Bobina de compensare din statia **Smardan** este indisponibila;

- Bobina de compensare BC₂ 750 kV **Isaccea** retrasa definitiv din exploatare; BC₁ si BC₂ noi urmeaza sa fie puse in functiune pe rand in cursul anului 2019; analiza s-a realizat considerand, in schema de calcul A doar o singura bobina in functiune, anume BC₁ veche. In schema de calcul B se considera disponibile ambele bobine noi in functiune.

- **RTh Baraganu** este finalizata.

DET 3:

- Este indisponibil T4 400/110 kV **Draganesti Olt**, incepand cu 29.06.2018 si nu se prefigureaza punerea sa in functiune in vara 2019, aceasta fiind ipoteza considerata in prezentul studiu. Schema de functionare de lunga durata se stabileste conform unei analize care se prezinta la zona alocata regimului de baza R5; in urma analizei, s-a optat pentru functionarea cu o unitate de transformare in statia 220/110 kV Gradiste si cu AT3 220/110 kV Turnu Magurele conectat la bara 4, cu CT 110 kV zona Turnu Magurele deconectata;

- LEA 110 kV Arges Sud-Jiblea, 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** (doar in schema de calcul **A**)

In schema de calcul A AT2 220/110 kV Turnu Severin Est este retras din exploatare, cu AT1 220/110 kV in functiune. Se aplica corespunzator masuri de regim; se conecteaza CT 110 kV Toplet si LEA 110 kV Turnu Severin-Toplet, circ. 1. Este in functiune automatizarea din statia 110 kV Toplet care monitorizeaza circulatiile pe LEA 110 kV Turnu Severin-Toplet, c1 si c2.

In schema de calcul **B** se considera RTh Turnu Severin Est etapa 1 finalizata. Se revine la functionarea debuclata intre zona 110 kV Turnu Severin Est si Resita. Se anuleaza automatizarea ASS din statia 110 kV Toplet;

- RTh **Craiova Nord**

Se realizeaza 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 BTf 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, in insolventa;

- 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;

În stația Laminoare se menține deconectată CT 110 kV. Se mențin în funcțiune LEA 110 kV Pestis c1 și c2. Zonele Hateg, Pestis și Mintia funcționează buclat. LEA 110 kV Simeria-Calan rămâne conectată în Calan.

- Bobina de compensare din stația **Arad** este indisponibilă.

- RTh **Resita**

AT2 220/110 kV Resita este retras definitiv din exploatare, iar LEA 220 kV Resita-laz, c2 este dezlegată în stația Resita. Cât timp circ. 2 este dezlegat, nu se retrage circ. 1. CT 220 kV Resita provizoriu este în funcțiune utilizând fosta celulă 220 kV AT2 – 200 MVA Resita.

- CS 60 MVA **Timisoara** se retrage definitiv din exploatare.

DET 5:

- În schema de calcul **A**, se considera că zona 110 kV **Campia Turzii** va funcționa debuclet de zona 110 kV Alba Iulia, se va funcționa cu ambele AT 220/110 kV **Alba Iulia**, cu CT 110 kV Alba Iulia deconectată și cu LEA 110 kV Aiud – derivatie Ocna Mures și LEA 110 kV Aiud – derivatie IMA – derivatie Ocna Mures în rezervă caldă la bara 2 - 110 kV Campia Turzii. AT 200 MVA, 220 kV Campia Turzii în funcțiune pe bara 1 – 110 kV, funcționând buclat cu zona Cluj. În stația 220/110 kV Cluj un AT 220/110 kV **Cluj Floresti** este în funcțiune, celălalt în rezervă iar CT 110 kV Cluj Floresti este conectată;

- În schema de calcul **B**, se considera AT1 220/110 kV **Alba Iulia** retras din exploatare în vederea înlocuirii. Ca urmare CT 110 kV Alba Iulia se conectează, zona 110 kV **Campia Turzii** va funcționa buclat cu zona 110 kV Alba Iulia. Se menține în stația **Cluj Floresti** o singură unitate de transformare în funcțiune și CT 110 kV conectată;

- În stația **Ungheni** se retrage pe rând câte un AT 220/110 kV, astfel încât în ambele scheme de calcul se considera că nu este disponibilă decât o unitate de transformare în această stație;

- Finalizare RTh **Medias**

Se va funcționa cu LEA 110 kV Copsa Mica-Medias deconectată și cu LEA 110 kV Medias-Tarnaveni conectată. În stația Hoghiz LEA 110 kV Fagaras în funcțiune pe B2 110 kV, CT 110 kV Hoghiz deconectată.

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

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

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

CEF care debitează în rețeaua de mt sunt considerate fără schimb de reactiv cu rețeaua SEN.

3.2. Variante de regimuri analizate

S-au stabilit 9 regimuri de functionare a SEN, regimuri care au in vedere balantele de putere determinate la cap. 2.

Variantele de regim analizate sunt prezentate in tabelul 3.1.

Tabel 3.1

Regim	Palier de consum	Schema de calcul	Pealier consum [MW]	Prod. in CEE [MW]	Prod. in CEF [MW]	Prod. in CECC Petrom Brazi [MW]	Prod. in CNE [MW]	Sold export [MW]
R1	VsP	A	8100	Confidential				1000
R2	GS	A	4700					800
R3	GS Paste	A	4200					500
R4	VSV 1 CNE, CEE=0	A	7550					700
R5*)	VDV	B	8000					1000
R6	VDV (pt. CPT)	B	8000					800
R7	VDV max	B	8300					1000
R8	VDV-NMFT	B	7900					-81
R9	VSV import	B	7600					-1000

*) R5 este regim de baza.

Pe acest regim de varf se efectueaza cele mai multe calcule de stabilitate statica, stabilitate tranzitorie, managementul congestiilor si de determinare a NTC.

Este semnificativ prin durata acoperita si are un palier de consum cu probabilitate mare de a se realiza.

**) 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 50MW 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, cu 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 studiu CEED ≥ 5 MW aflate in exploatare la data de 1.01.2019.

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 niste asa numite **zone** de retea, la care se va face referire pe parcursul studiului.

Impactul productiei CEE din fiecare astfel de zona, asupra circulatiilor de putere intr-un anumit regim, regim rezultat in urma unor declansari sau retrageri din exploatare este, in general, comun.

Gruparea pe zone permite luarea unei decizii de limitare a puterii produse de CEE, doar pentru acele CEE care sunt influente asupra incarcarii peste limita admisibila a unui anumit echipament.

Zonele in care se afla CEE, asa cum sunt referite 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 1.01.2019 fiind cca. 71 MW din cca. 2977 MW, total CEE dispecerizabile+nedispecerizabile.

3.3.2. Prezentarea CEF modelate

Modelarea CEF dispecerizabile s-a facut la 110 kV pentru calculele de regim permanent. In tabelul 3.4 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 1.01.2019.

S-a considerat banda de variatie a puterii reactive corespunzand respectarii cerintei privind $\cos \varphi$ in punctul comun de conectare, anume: $-0.9 < \cos \varphi < 0.9$ 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 regimurile R5, R6, R7 palier de varf de consum de dimineata, la valoarea de productie de cca. 700-800 MW.

DET	CEF	Statie racordare	P disp. neta modelata
1	Stancuta 1+2+3	Cuza voda	8.7
1	Baraganul 1+2+3	Baraganu	8.0
1	Panciu 1+3	Marasesti	5.2
1	Maxineni	Maxineni	5.0
1	Rediu	Abator (Botosani)	3.0
1	Great - Unirea	Gropeni	2.8
Total CEF modelate DET 1			32.7
2	Izvoarele 2	Nicolae Caramfil	42.5
2	Giurgiu	Dimitrie Leonida	38.4
2	Arcestii Rahtivani 3 + Paulesti	Movila Vulpiei	34.1
2	Arcestii Rahtivani 4,5,6	Crang	32.9
2	Berceni	Berceni (Prahova)	18.9
2	Stanesti + Vieru	Ghizdaru	17.4
2	Izvoarele 1	Nicolae Caramfil	17.3
2	Gogosari + Izvoru	Izvoru	17.0
2	Lehliu	Lehliu	16.7
2	Uiesti 1+2	Mirsa	16.6
2	Costestii din Vale + Salcuta 1si2	Titu	12.6
2	Frasinet 2 si 3	Mostistea	11.1
2	Pantazi + Darvari	V. Calugareasca	10.9
2	Butimanu + Ciocanesti	Butimanu	10.4
2	Greenlight Solutions BABA ANA	Mizil	9.1
2	Lukoil	Teleajen	9.0
2	Isaccea	Isaccea	7.7
2	Chiriacu	Cucuruz	6.0
2	Colibasi	Colibasi	5.9
2	Fundulea	Fundulea	5.9
2	Babadag	Babadag	5.0
2	Videle	Videle	4.8
2	Cosereni	Movilita	4.8
2	Baltesti (Prahova)	Baltesti	4.8
2	Sarulesti	Tamadau	4.7
2	Nenciulesti (Solar Power Energy RO)	Magura (Mavrodin)	4.4
Total CEF modelate DET 2			368.9
3	Osica de Sus 1 + Bobicesti 1+2+3	Bals	21.1
3	Carbunesti	Carbunesti	19.7
3	Podari	DIF	14.2
3	Cujmir	Cujmir	10.5
3	Leu 1 + 2	Leu	8.9
3	Grojdibodu	Potelu	8.8
3	Brad+Cateasca	Pitesti S.	8.0
3	Vanju Mare	Vanju Mare	7.8
3	Simnicul de Sus	Ghercesti	7.5
3	Urzicuta 1	Galicea	7.0
3	Burila Mica	Burila	6.6
3	Dabuleni	Ocolna	6.5
3	Caracal	Caracal S.	6.4
3	Cetate	Cetate	6.1
3	Corabia	Corabia	6.0
3	Mozaceni 1 + 3	Mozaceni	5.4
3	Goiesti	Moflesti	5.2
3	Poiana	Filiasi	4.0
3	Bailesti	Bailesti	3.6
Total CEF modelate DET 3			163.3
4	Sebis 1+2	Sebis	13.3
4	Salonta 2 +Gepiu	Salonta	8.5
4	Izvin	Padurea Verde	6.0
4	Chiribis	Marghita	4.7
4	Lunca	Stei	4.1
4	Salard	Oradea N.	3.7
4	Energy Deta	Deta	3.6
4	Sofronea	Sofronea	3.0
Total CEF modelate DET 4			46.9
5	Ucea de Sus 1+2+3	Ucea 2	51.0
5	Ciuperceni	Deriv.CFCiuperceni	44.6
5	Miercurea Sibiului	Petresti	23.0
5	New Solar Energy+Dej	Dej	16.7
5	Hoghiz	Hoghiz	15.6
5	Jucu + Dabaca + Geaca	Jucu	14.8
5	Lechinta 1+2	Lechinta	9.5
5	Harman 1	Harman	6.9
5	Nord Solar Doba	Vetis	5.0
5	Campia Turzii 2	C.Turzii	4.7
5	IRROM	Gherla	4.6
5	Halchiu 3	Dumbravita (Brasov)	4.5
5	Cristuru Secuiesc	Sighisoara	4.1
5	Moldovenesti	M.Viteazu (Cluj)	3.6
Total CEF modelate DET 5			208.5
Total CEF modelate SEN			820.3

3.3.3. 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;

D. Verificarea criteriului de siguranta N-1 in regimurile de functionare stabilite.

A. Circulatii de putere

Regimul R5 ca regim de baza este definit de topologia prezentata in paragraful 3.1, balanta 5, palier de consum VDV, sold de export 1000 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 R5.

LEA 400 kV cele mai incarcate in regimul R5 sunt, in ordine descrescatoare:

	Denumire linie / sens circulatie P			Circulatie
	Din		catre	P[MW]
L 400 kV	TULCEA VEST	-	ISACCEA	883
L 400 kV	SMIRDAN	-	GUTINAS	685
L 400 kV	CERNAVODA	-	PELICANU	664
L 400 kV	GURA IALOMITEI	-	BUCURESTI SUD	650
L 400 kV	BUCURESTI SUD	-	DOMNESTI	538
L 400 kV	PELICANU	-	BUCURESTI SUD	533
L 400 kV	TARIVERDE	-	TULCEA VEST	504
L 400 kV	CERNAVODA	-	GURA IALOMITEI c2	458
L 400 kV	CERNAVODA	-	GURA IALOMITEI c1	442
L 400 kV	SIBIU SUD	-	IERNUT	438
L 400 kV	STUPINA	-	VARNA	400
L 400 kV	RAHMAN	-	DOBRUDJA	362
L 400 kV	TANTARENI	-	SIBIU SUD	366
L 400 kV	BRASOV	-	SIBIU SUD	341
L 400 kV	GURA IALOMITEI C2	-	LACU SARAT	312
L 400 kV	ISACCEA	-	SMARDAN c1	291
L 400 kV	ISACCEA	-	SMARDAN c2	290
L 400 kV	PORTILE DE FIER	-	DJERDAP	287
L 400 kV	GUTINAS	-	BRASOV	281
L 400 kV	SIBIU SUD	-	MINTIA	257
L 400 kV	BRAZI VEST	-	DARSTE	256
L 400 kV	DOMNESTI	-	BRAZI VEST	253
L 400 kV	KOZLODUI		TANTARENI c1	239

Pe primele 9 dintre aceste linii de 400 kV se depaseste puterea naturala (de cca. 450 MW).

Au fost marcate cu culoare mai inchisa liniile de granita.

Se mentioneaza ca au fost excluse din aceasta ordonare liniile de evacuare din centrale.

LEA 220 kV cele mai incarcate in regimul R5 sunt, in ordine descrescatoare, dar peste puterea naturala (de cca. 150MW).

:

	Denumire linie / sens circulatie P			Circulatie
	din		catre	P[MW]
L 220 kV	URECHESTI	-	TARGU JIU NORD	220
L 220 kV	TARGU JIU NORD	-	PAROSEN	218
L 220 kV	PORTILE DE FIER	-	RESITA c1	210
L 220 kV	PORTILE DE FIER	-	RESITA c2	210
L 220 kV	PAROSEN	-	BARU MARE	181

L 220 kV provizorat	BARU MARE	-	PESTIS	174
L 220 kV	FILESTI	-	BARBOSI	166
L 220 kV	RESITA	-	TIMISOARA c1	152
L 220 kV	RESITA	-	TIMISOARA c2	152
L 220 kV	GUTINAS	-	GHEORGHENI (derivatie AT1 Dumbrava provizorat)	147
L 220 kV	BUCURESTI SUD	-	FUNDENI C2	143
L 220 kV	BUCURESTI SUD	-	FUNDENI C1	143

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

De asemenea 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 de bloc.

In ceea ce priveste primul mijloc de reglare a puterii reactive, respectiv generatorul sincron, nivelul tensiunii la bornele generatoarelor a fost stabilit tinand cont de doua cerinte care trebuie indeplinite simultan, astfel incat:

- generatoarele sa nu functioneze in capacitiv, unde ar fi mai instabile dinamic si pentru ca tensiunile in nodurile de control din RET sa se mentina la un nivel cat mai ridicat (pentru a asigura un domeniu mai mare de variatie a tensiunii in nodurile de control din RET);
- tensiunile in RET si RED sa nu depaseasca limitele admisibile superioare.

Rezultatele privind utilizarea bobinelor de compensare si a comutarii ploturilor din unitatile de transformare sunt reprezentate in anexe: confidential

Ploturile transformatoarelor de bloc ale grupurilor se mentin aceleasi la toate regimurile, in tot sezonul analizat, conform precizarilor din codul RET. S-a tinut cont de blocarea ploturilor pe anumite pozitii in cazul unor transformatoare bloc.

Pentru calculul regimurilor stationare s-a luat in considerare banda primara din diagramele P-Q ale generatoarelor sincrone (*banda secundara* este luata in considerare numai pentru analizele de stabilitate statica).

In analiza criteriului N-1 in unele scheme cu retrageri din exploatare este posibil sa se recomande utilizarea atat a benzii primare cat si a celei secundare la unele din grupurile generatoare.

In ceea ce priveste compensarea puterii reactive, utilizand grupurile din CEE, se mentioneaza ca banda de putere reactiva a tuturor centralelor eoliene a fost considerata cea aferenta domeniului $-0.95 < \cos \varphi < 0.95$ in punctul comun de conectare la retea, domeniu in care CEE trebuie sa se incadreze, aceasta fiind cerinta impusa prin normele tehnice in vigoare.

Ipoteza privind $\cos \varphi$ pentru CEF este: $-0.9 < \cos \varphi < 0.9$ la CEF care debiteaza in reseaua de 110kV. CEF care debiteaza in reseaua de mt sunt considerate fara schimb de reactiv cu reseaua SEN.

Se mentioneaza ca, in ceea ce priveste ploturile unitatilor de transformare de bloc si de sistem, acestea au fost setate initial pe pozitia nominala (cu exceptia unor transformatoare bloc cu plot blocat pe o anumita pozitie). Dupa acest pas initial s-a realizat o optimizare a unei functii obiectiv, urmarind minimizarea CPT in SEN, in conditiile mentinerii tensiunilor in limite admisibile.

In anexa **confidential** sunt prezentate tensiunile rezultate in statiile din SEN pentru regimurile analizate.

Reglarea nivelului de tensiune ridica probleme la regimurile de gol R2 si de gol de Paste R3 si la cele de varf cu productie 0 in CEE (R4, R7, R9).

Regimul de gol R2

Regimul R2 este un regim de gol de noapte mediu pentru o zi de sarbatoare/sfarsit de saptamana.

Reglarea tensiunilor din R2 s-a facut astfel incat acestea sa se incadreze in limitele admisibile, atat in schema completa, cat si la declansari intempestive, generatoarele din centralele termoelectrice (pe carbune sau hidrocarburi) sa functioneze pe cat posibil in regim inductiv, iar nivelul tensiunilor in nodurile de control ale RET sa fie in limite admisibile (spre limita superioara).

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; sunt indisponibile BC 400 kV Arad, Smardan, Bucuresti Sud. BC₂ Isaccea este retrasa definitiv din exploatare, dar este disponibila BC₁ veche. S-au utilizat ambele BC 400 kV Cernavoda;
- reglarea tensiunilor la bornele generatoarelor, cu urmarirea mentinerii in domeniul inductiv sau usor capacitiv a generatoarelor, altele decat cele hidro;
- modificarea ploturilor de functionare ale unitatilor de transformare de sistem;
- **confidential**.
- in regimul R2 a fost necesara deconectarea unei linii descarcate, anume LEA 400 kV Domnesti-Urechesi.

Regimul de gol de Paste R3

Regimul R3 este un regim de gol de noapte pentru Paste.

Regimul R3 a fost conceput pornind de la regimul R2 din punct de vedere al mijloacelor de reglaj disponibile. S-au preluat valorile tensiunilor la bornele generatoarelor si ploturile unitatilor de transformare si s-au ajustat suplimentar pentru golul de Paste, urmarind aceleasi principii (tensiunile sa se incadreze in limitele admisibile, atat in schema completa, cat si la declansari intempestive, generatoarele pe carbune sau hidrocarburi sa functioneze pe cat posibil in regim inductiv, iar nivelul tensiunilor in nodurile de control ale RET sa fie in limite admisibile dar cat mai ridicat).

In regimul R3, 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; sunt indisponibile BC 400 kV Arad, Smardan, Bucuresti Sud. BC₂ Isaccea este retrasa definitiv din exploatare, dar este disponibila BC₁ veche. S-au utilizat ambele BC 400 kV Cernavoda; setul de bobine utilizat a fost acelasi ca la regimul R2;
- reglarea tensiunilor la bornele generatoarelor, cu urmarirea mentinerii in domeniul inductiv sau usor capacitiv a generatoarelor, altele decat cele hidro;
- modificarea ploturilor de functionare ale unitatilor de transformare de sistem;
- **confidential**
- In regimul R3 a fost necesara deconectarea mai multor linii descarcate, anume:
 - LEA 400 kV Domnesti-Urechesi (la fel ca la regimul R2);
 - LEA 220 kV Bucuresti Sud-Ghizdaru, c1, cu derivatie Mostistea;
 - LEA 400 kV Slatina-Tantareni;
 - LEA 400 kV Bradu-Brasov;
 - LEA 110 kV Domnesti-Militari, c2;
 - LEA 220 kV Teleajan-Stalpu.

Regimul de varf R4

Acest regim este caracterizat prin productie 0 in CEE. Soldul este de export 700 MW, **confidential**. Palierul de consum corespunde lunii mai.

Au fost identificate probleme cu depasirea limitelor admisibile de tensiune, in zonele Dobrogea si Moldova, in care lipsa productiei provenind din CEE conduce la un surplus de putere reactiva.

Un alt element care conduce la un nivel de tensiune ridicat in zona Dobrogea este functionarea unei singure unitati CNE in acest regim R4, deci aportul reglajului tensiune-putere reactiva este injumatatit fata de alte regimuri.

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

- Conectarea suplimentara fata de regimul de baza R5 a bobinelor de compensare din zonele Dobrogea si Moldova. Au fost conectate urmatoarele bobine de compensare: Suceava 400 kV, Gutinas 400 kV, Cernavoda 400 kV (cea de-a doua BC), BC₁ 400 kV Isaccea;

Se mentioneaza ca sunt indisponibile/retrase definitiv din exploatare BC Arad, Smardan, Bucuresti Sud, BC₂ Isaccea. Este disponibila BC₁ Isaccea veche, ea urmand sa fie inlocuita de BC₁ noua .

- Nu a fost necesar sa se conecteze, suplimentar fata de regimul de baza R5, bobine din alte zone decat Dobrogea si Moldova; **nu** au fost conectate BC Oradea, Darste, Mintia, Gadalin, Fundeni;

- Tensiune impusa apropiata de nivelul minim, la bornele generatoarelor din Dobrogea si Moldova sau invecinate acestora;

- Comutarea de ploturi ale unitatilor de transformare de sistem.

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 (R5) 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 in regimul corespunzator palierului de gol.

Benzile de tensiune in nodurile de control ale RET (400 kV si 220 kV) 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 vara 2019, 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 vara 2019, 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 calda 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 (pe perioada indisponibilitatii T4 400/110 kV Draganesti Olt, AT3 220/110 kV Turnu Magurele va fi in functiune pe bara 4-110 kV ca abatere de la S.N.), T4 400/110 kV Gura Ialomitei, AT1 220/110 kV Ghizdaru;

DET 3:

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

DET 4:

AT1 220/110 kV Pestis, AT2 220/110 kV Mintia, AT4 400/220 kV Mintia, AT2 220/110 kV Iaz, T2 400/110 kV Oradea Sud

DET 5:

AT2 220/110 kV Cluj Floresti, AT2 220/110 kV Gheorghieni.

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
AT 4- 220/110 kV Gutinas	1	AT 2- 220/110 kV Borzesti si AT 3 220/110 kV Gutinas in functiune
AT 2- 220/110 kV FAI	1	AT 1- 220/110 kV FAI si AT 220/110 kV Munteni in functiune
AT 3- 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 unitati	2	AT2 220/110 kV Turnu Magurele, AT2 220/110 kV Ghizdaru Pe perioada indisponibilitatii T4 400/110 kV Draganesti Olt, AT3 220/110 kV Turnu Magurele va fi in functiune pe bara 4-110 kV, ca abatere de la S.N.
T 4-400/110 kV Gura Ialomitei	2	T 3- 400/110 kV Gura Ialomitei, T 2- 400/110 kV Pelicanu si AT 220/110 kV Mostistea in functiune
AT 1 220/110 kV Ghizdaru	2	AT 2- 220/110 kV Ghizdaru
AT 2 220/110 kV Isalnita	3	AT 1- 220/110 kV Isalnita, AT 220/110 kV Urechesti, AT 220/110 kV Sardanesti si AT2 220/110 kV Craiova Nord in functiune.
AT 1 220/110 kV Craiova Nord	3	AT 2- 220/110 kV Craiova Nord, AT 220/110 kV Urechesti, AT 220/110 kV Sardanesti si AT 1 220/110 kV Isalnita in functiune.

Mentinere in rezerva	DET	Masura de regim privitoare la alte unitati de transformare in functiune
AT 1- 220/110 kV Arefu	3	AT 2- 220/110 kV Arefu, AT 1,2 220/110 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.
AT 1- 220/110 kV Gradiste (T 4-400/110 kV Draganesti Olt indisponibil)	3	AT 2- 220/110 kV Gradiste, AT 3- 220/110 kV Turnu Magurele in functiune pe bara 4, ca abatere de la S.N.
AT 1- 220/110 kV Pestis	4	AT 2- 220/110 kV Pestis si AT 1- 220/110 kV Mintia in functiune
AT 2- 220/110 kV Mintia	4	AT 1- 220/110 kV Mintia si AT 2- 220/110 kV Pestis in functiune
AT 4- 400/220 kV Mintia	4	AT 3- 400/220 kV Mintia in functiune
AT 2- 220/110 kV Iaz (celula L 220 kV Iaz circ. 2 in st.220 kV Resita retrasa din exploatare)	4	AT1- 220/110 kV Resita si AT1- 220/110 kV Iaz in functiune
T 2- 400/110 kV Oradea Sud	4	T1- 400/110 kV Oradea Sud in functiune
AT 2- 220/110 kV Cluj Floresti	5	AT 1- 220/110 kV Cluj Floresti si AT 220/110 kV Campia Turzii in functiune
AT 2- 220/110 kV Gheorghieni	5	AT1- 220/110 kV Gheorghieni in functiune; pe perioada corespunzatoare schemei de calcul A (aprilie-iunie) AT 2 220/110 kV Gheorghieni se retrage pentru inlocuire conform PAR 2019; este posibil ca pe perioada corespunzatoare schemei de calcul B sa fie in functiune AT 2- 220/110 kV Gheorghieni nou.

Se mentioneaza ca in schemele de calcul A (aprilie – iunie) si B (iulie-septembrie):

- AT2 220/110 kV Dumbrava este retras din exploatare pentru RTh Dumbrava conform PAR 2019, in schema de calcul A; este posibil ca retragerea sa se prelungeasca si in lunile aferente schemei de calcul B;
- AT 220/110 kV Stejaru este retras din exploatare pentru RTh Stejaru, de la 01.04.2019 conform programului actualizat de re tehnologizare statie 220/110 kV Stejaru.
- AT 220/110 kV Focsani este retras din exploatare pentru RTh, in schema de calcul A;
- 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 noi si AT3, AT4 400/220 kV Bradu noi (cu reglaj longitudinal) in functiune;
- AT2 220/110 kV Turnu Severin Est este retras din exploatare pentru RTh, in schema de calcul A; se retrage aceasta unitate dupa punerea in functiune a AT1 220/110 kV Turnu Severin Est (in martie 2019, conform PAR 2019);
- AT1 220/110 kV Hasdat este retras din exploatare pentru RTh; AT2 220/110 kV este retras definitiv
- T4 400/110 kV Draganesti Olt este indisponibil;
- AT1 220/110 kV Craiova Nord este retras din exploatare pentru RTh Craiova Nord; AT2 220/110 kV Craiova Nord este in functiune prin BTf 220 kV;
- AT1 220/110 kV Alba Iulia este retras din exploatare in lunile aferente schemei de calcul B, pentru inlocuire; in lunile aferente schemei de calcul A vor fi in functiune ambele unitati de transformare si CT 110 kV Alba Iulia in rezerva ;
- AT1 220/110 kV Ungheni este retras din exploatare in lunile aferente schemei de calcul B, pentru RTh Ungheni; in lunile aferente schemei de calcul A se va retrage AT2 220/110 kV Ungheni;
- AT2 220/110 kV Gheorghieni este retras din exploatare in lunile aferente schemei de calcul A, pentru inlocuire. Este posibil ca pe perioada corespunzatoare schemei de calcul B sa fie in functiune AT2 220/110 kV Gheorghieni nou.

In ceea ce priveste lista de mai sus, acolo unde nu se precizeaza schema de calcul, inseamna ca este vorba de ambele scheme, A si B.

In toate regimurile retea 110 kV racordata la barele A si B 110 kV Fundeni functioneaza debuclet: 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, Dudesti 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 B se deconecteaza in statia Pajura. LES 110 kV Pajura-Baneasa bara 2, 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:

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 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 debuclat de zona Constanta+Medgidia, indiferent de productia CEE.

Debuclarea 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 debuclata in statia Ostrov.

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

In toate regimurile, LEA 110 kV Baltagesti-G.Ialomitei se considera conectata la ambele capete.

LEA 110 kV Baltagesti-Basarabi se considera deconectata in statia Baltagesti si conectata in statia Basarabi.

In toate regimurile, conform cerintelor DET 3, se conecteaza LEA 110 kV Arges Sud –Jiblea, Valea Danului-CHE Cornetu cu derivatie CHE Gura Lotrului.

LEA 110 kV Poiana Lacului-Cazanesti este deconectata in ambele scheme de calcul, dar poate fi conectata pentru un nivel ridicat al productiei CHE Olt (regimurile R1 si R4).

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 Cogealac,

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 Cogealac vor debita puterea totala astfel: productia sa fie **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 si cu L 110 kV Orlat-Miercurea Sibiului-Petresti conectata.

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. in statia Tarnaveni este conectata CC-1, ca CT 110 kV;
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 in schema de calcul **A** si conectate in schema de calcul **B**;
9. LEA 110 kV Orlat - M. Sibiului - Petresti conectata;
10. CT 110 kV Vascau conectata;
- 9 . 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.

In continuare se fac numeroase referiri la zonele de CEE, asa cum au fost definite la cap. 3.3.1:

- zona 110 kV Dobrogea, compusa din:

- zona Tulcea;
- zona Constanta+Medgidia (zona HMC);

In cadrul zonei Constanta+Medgidia se defineste zona Harsova+Medgidia;

- zona statiei 400/110 kV Tariverde;
- zona Dobrogea este compusa din Dobrogea 110 kV si zona Tariverde;
- 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;
 - zona Stupina-Rahman;
 - zona Baltagesti-G. Ialomitei;
- zona Moldova;
- zona Banat.

Regim R1

D1 Regimul R1 este un regim de varf mediu seara zi lucru, corespunzator lunii aprilie. Palierul de consum este 8100 MW, in conditiile unui sold de export de 1000 MW, termoficare in functiune, hidraulicitate mare. Schema de calcul este schema A. Productia CEF= confidential. Temperatura mediului ambiant este considerata 20°C.

D2 In regimul R1, productia CEE care se poate evacua in conditii de siguranta s-a determinat pornind de la valoarea maxima determinata in regimul de baza R5, confidential.

Regimul R1 este analizat prin raportare la regimul de baza R5, in ceea ce priveste evacuarea in siguranta a productiei CEE.

S-au facut insa verificari, justificate de faptul ca regimul R1 are un palier de consum usor mai mare fata de cel din regimul R5 (8100 MW fata de 8000 MW), temperatura mediului ambiant este considerata 20°C pentru regimul R1, dar si alta structura de consum (palier de consum de seara fata de palier de dimineata) precum si alta structura de acoperire a acestuia. Se mentioneaza ca soldul este considerat acelasi, export de 1000 MW.

Procedura de determinare a productiei maxime a CEE care se poate evacua este prezentata in subcapitolul analizei regimului de baza R5, in acest subcapitol fiind prezentate doar concluziile pentru regimul R1.

Au fost considerate urmatoarele masuri topologice: conectare LEA 110 kV Pogoanele-Jugurean, LEA 110 kV Valea Calugareasca-Urziceni. Se mentioneaza ca CT 110 kV Liesti si LEA 110 kV Liesti-Maxineni sunt conectate in schema de calcul A, datorita RTh Focsani Vest.

Valoarea obtinuta este de de cca confidential si reprezinta valoare limitata in CEE din zona HMC (confidential), in CEE Pantelimon (confidential), fara limitare in R1 la CEE de pe axa Harsova-Topolog-Tulcea Vest, celelalte CEE din SEN fiind in functiune la puterea disponibila maxima, in R1 la fel ca in R5.

In regimul R1, circulatia pe LEA 400 kV Smardan-Gutinas in aceste conditii este de cca. 721 MW (1046 A). In regimul R5, circulatia pe LEA 400 kV Smardan-Gutinas este 688 MW (975 A). Ca urmare, la declansarea LEA 400 kV Smardan-Gutinas, incarcarea pe LEA 220 kV Barbosi-Filesti este superioara in R1 fata de R5, dar admisibila avand in vedere diferenta de temperatura a mediului ambiant. Incarcarea in R1 a LEA 220 kV Barbosi-Filesti este de 853 A < 890 A = $I_{adm20^{\circ}C}$. De asemenea la aceasta declansare se mai incarca, dar in limite admisibile si LEA 110 kV Liesti-ICM Tecuci.

La declansarea AT 400/220 kV in functiune in Lacu Sarat, LEA 110 kV Filesti-Smardan se incarca la cca. 540 A, valoare admisibila pentru cca. 18 °C.

Masurile sunt suficiente pentru declansarile LEA 400 kV Gutinas-Smardan, Bucuresti Sud-Gura Ialomitei, Bucuresti Sud-Pelicanu.

Se mentioneaza ca daca temperatura mediului ambiant considerata in R1 ar fi mai mare (30°C), atunci ar rezulta o evacuare mai mica pentru evitarea suprasarcinilor in RET si RED.

D3 Regimul R1 este caracterizat printr-o hidraulicitate mare.

Regimul R1 este analizat prin referire la regimul de baza R4, in ceea ce priveste productia pe CHE Olt. Amenajarea CHE Olt are o productie confidential, similara cu cea din regimul R4. Nu este necesara conectarea LEA 110 kV Poiana Lacului-Cazanesti, concluzie valabila pentru productiile considerate pe amenajarile hidro si palierul de consum din regimul R1, avand in vedere si temperatura diferita a mediului ambiant in cele doua regimuri.

D4 In regimul R1 se adopta masuri postavarie la declansarea AT3 (AT4) 400/220 kV Bucuresti Sud, in timp ce la regimul R5 nu sunt necesare.

Declansare	Depasire pe:	Valoare depasire	Masuri postavarie
AT3 (AT4) 400/220 kV Bucuresti Sud	AT4 (AT3) 400/220 kV Bucuresti Sud	102%Sn	-se verifica ca este conectata/se conecteaza LEA 110 kV Pogoanele-Jugureanu, LEA 110 kV Valea Calugareasca-Urziceni; -se verifica ca AT3 220/110 kV Turnu Magurele este conectata pe bara 4 110 kV Turnu Magurele; -se conecteaza LEA 110 kV Ramnicu Sarat-Costieni

D5 In regimul R1 deficitale zonelor din Bucuresti sunt:

Zona	Sud	Vest	Fundeni
Deficit [MW]	confidential	confidential	confidential

D6 In regimul R1 deficitele/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 de primavara din punct de vedere al palierului de consum si acoperirii acestuia, dar este acoperitor pentru intregul sezon, din punct de vedere al reglajului tensiunii.

Palierul de consum este 4700 MW, in conditiile unui sold de export de 800 MW.

Sunt in functiune grupurile care asigura termoficarea.

Productia CEF= confidential Productia CEE= 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; sunt indisponibile BC 400 kV Arad, Smardan, Bucuresti Sud. BC₂ Isaccea este retrasa definitiv din exploatare, dar este disponibila BC₁ veche. S-au utilizat ambele BC 400 kV Cernavoda;
- reglarea tensiunilor la bornele generatoarelor, cu urmarirea mentinerii generatoarelor, altele decat cele hidro, in domeniul inductiv sau usor capacitiv;
- modificarea ploturilor de functionare ale unitatilor de transformare de sistem;
- confidential

D3 In regimul R2 a fost necesara deconectarea unei linii descarcate, anume LEA 400 kV Domnesti-Urechesi.

D4 In regimul R2 nu au fost necesare alte masuri preventive.

Postavarie, dupa declansarea T 400/110 kV Gura Ialomitei aflat in functiune, pentru mentinerea nivelului de tensiune in limite admisibile se poate conecta unitatea de transformare aflata in rezerva in statia Gura Ialomitei.

D5 In regimul R2 excedentele/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 (HMC)	Dobrogea	S6	S5	S4
Excedent [MW]	confidential	confidential	confidential	confidential	confidential

Regim R3

D1 Regimul R3 este un regim de gol de noapte mediu pentru Paste.

Palierul de consum este 4200 MW, în condițiile unui sold de export de 500 MW. Palierul de consum este mai mic cu 500 MW față de cel de gol de primăvară, asimilat sezonului de vară 2019.

Nu se mai considera în funcțiune **confidential**.

Productia CEF= **confidential** Productia CEE= **confidential**

D2 Regimul R3 a fost conceput pornind de la regimul R2 din punct de vedere al mijloacelor de reglaj disponibile. S-au preluat valorile tensiunilor la bornele generatoarelor și ploturile unitatilor de transformare și s-au ajustat suplimentar pentru golul de Paste.

În regimul R3, pentru menținerea tensiunilor în limitele admisibile și pentru asigurarea criteriului N-1 au fost necesare următoarele măsuri:

- conectarea tuturor bobinelor de compensare disponibile din SEN; sunt indisponibile BC 400 kV Arad, Smardan, Bucuresti Sud. BC₂ Isaccea este retrasă definitiv din exploatare, dar este disponibilă BC₁ veche. S-au utilizat ambele BC 400 kV Cernavoda; situația privind bobinele de compensare este similară cu cea din regimul R2;
- reglarea tensiunilor la bornele generatoarelor, cu urmărirea menținerii generatoarelor, altele decât cele hidro, în domeniul inductiv sau ușor capacitiv; s-au operat modificări față de regimul R2;
- modificarea ploturilor de funcționare ale unitatilor de transformare de sistem; s-au operat modificări față de regimul R2;
- **confidential**.

D3 În regimul R3 a fost necesară deconectarea mai multor linii descarcate, anume:

- LEA 400 kV Domnesti-Urechești (la fel ca la regimul R2);

Celelalte linii care a fost necesar a fi deconectate sunt:

- LEA 220 kV Bucuresti Sud-Ghizdaru, c1, cu derivație Mostistea;
- LEA 400 kV Slatina-Tantăreni;
- LEA 400 kV Bradu-Brasov;
- LEA 110 kV Domnesti-Militari, c2;
- LEA 220 kV Teleajăn-Stalpu.

D4 În regimul R3 nu au fost necesare alte măsuri preventive.

Postavarie, după declansarea LEA 400 kV Domnesti-Brazi Vest, pentru menținerea nivelului de tensiune în limite admisibile se va conecta una din liniile deconectate în stația Domnesti, pentru scăderea nivelului de tensiune.

Postavarie, după declansarea T 400/110 kV Gura Ialomitei, pentru menținerea nivelului de tensiune în limite admisibile se poate conecta unitatea de transformare aflată în rezervă în stația Gura Ialomitei.

D5 În regimul R3 excedentele/deficitele zonelor din Bucuresti sunt:

Zona	Sud	Vest	Fundeni
Deficit [MW]	confidential	confidential	confidential

D6 În regimul R3 excedentele/deficitele zonelor din Dobrogea, Moldova și Ardeal sunt:

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

Regim R4

D1 Regimul R4 este un regim de varf seara zi lucru corespunzator perioadei mai-iunie, cand se retrage din exploatare o unitate CNE (unitatea 2, intre 3.05-3.06.2019).

Palierul de consum este 7550 MW, in conditiile unui sold de export de 700 MW.

Productia CEF= confidential Productia CEE= confidential, considerata astfel pentru a obtine conditii defavorabile in zona sectiunii caracteristice S6.

In lipsa resurselor regenerabile, dar si in lipsa contributiei unei unitati CNE, palierul de consum si soldul de export au fost acoperite printr-un nivel ridicat de productie in special hidro, dar si carbune si hidrocarburi mai mare ca in alte regimuri.

D2 Urmare a acestei structuri de productie, a rezultat un regim R4 in care zona Oltenia este foarte incarcata. S-au cautat masuri de regim care sa nu conduca la limitari de productie in regimul fara retrageri, cu respectarea criteriului N-1. Acest lucru a fost dificil in conditiile indisponibilitatii T4 400/110 kV Draganesti Olt si a RTh Craiova Nord.

D3 In regimul R4 productia pe CHE-urile de pe raul Olt este considerata de confidential.

La verificare acriteriului N-1 in RET, declansarea LEA 220 kV Bradu-Stuparei, in conditiile buclarii in schema normala a LEA 110 kV Arges Sud-Jibelea si LEA 110 kV Valea Danului-Cornetu cu derivatie Gura Lotrului se incarca LEA 110 kV Arges Sud-Jibelea (185 mm²) la cca. 553 A, concluzie valabila pentru productiile considerate pe amenajarile hidro de pe raul Olt, din regimul R4. Ca urmare, se conecteaza LEA 110 kV Poiana Lacului-Cazanesti.

La verificarea criteriului N-1 in RED se constata ca:

- la declansarea LEA 110 kV Arges Sud-Valcele, se incarca LEA 110 kV Arges Sud-Valcele cu derivatie CHE Zigoneni la cca. 100% $I_{adm20^{\circ}C}$;

- la declansarea LEA 110 kV Jibelea-CHE Turnu se incarca LEA 110 kV Valea Danului-CHE Cornetu cu derivatie CHE Gura Lotrului la cca 100% $I_{adm25^{\circ}C}$.

Postavarie, daca temperatura lunii mai este mai ridicata, se poate conecta CT 110 kV Dragasani si LEA 110 kV Pojaru-Berbesti

D4 In regimul R4, zona alimentata de AT-urile 220/110 kV din statiile Telajan, Brazi Vest, Stalpu, Targoviste are un deficit superior celui din regimul R5 (palier VDV), anume cca. confidential in regimul R4 fata de cca. confidential in regimul R5.

Buclarele LEA 110 kV Pogoanele-Jugurean, Valea Calugareasca-Urziceni, conectarea CT 110 kV Liesti si a LEA 110 kV Liesti-Maxineni sunt modificari topologice determinate in regimul R5 de productia mare in CEE, productie care conduce la depasiri dupa o eventuala declansare a LEA 400 kV Gutinas-Smardan. In regimul R4 productia CEE este zero, ele nu sunt necesare.

In schimb, productia in zona alimentata de AT-urile 220/110 kV descrise mai sus este mai mare in regimul R5 fata de regimul R4, in special datorita aportului CEF-urilor, regimul R5 fiind varf de dimineata. Lipsa aportului acestor CEF-uri in regimul R4 face ca deficitul zonei sa fie mai mare, fiind necesara conectarea de exemplu a LEA 110 kV Pogoanele-Jugurean, pentru sustinerea tensiunilor in reteaua de 110 kV la declansari precum AT 220/110 kV Stalpu sau LEA 220 kV Stalpu-Teleajan.

D5 In regimul R4, productia in CTE Isalnita este considerata de confidential, iar in CET Craiova este de confidential. In conditiile in care T4 400/110 kV Draganesti Olt este indisponibil, situatie suplinita prin conectarea AT3 220/110 kV Turnu Magurele pe bara 4 Turnu Magurele si avand in vedere lucrarile determinate de RTh Craiova Nord, rezulta depasiri la mai multe declansari in RET, in conditiile functionarii debucate a zonei 110 kV Gradiste-Draganesti Olt si a functionarii unitatilor de transformare din zona si a AT 400/220 kV pe plot nominal:

- declansarea LEA 220 kV Isalnita-Gradiste, care conduce la incarcarea LEA 220 kV Isalnita-Craiova, c2 (450 mm²) la cca. 1090 A> $I_{adm\ 30^{\circ}C}$ =870 A;

- declansarea LEA 220 kV Slatina-Gradiste, care conduce la incarcarea LEA 220 kV Isalnita-Craiova, c2 (450 mm²) la cca. 1070 A > I_{adm 30°C}=870 A

Prin modificarea in sens descrescator a pozitiei plotului AT 400/220 kV Urechesi longitudinal pana la plotul minim, prin functionarea cu doua unitati de transformare 220/110 kV in statiile Isalnita si Craiova, prin buclarea zonei Gradiste-Draganesti Olt cu zonele invecinate prin urmatoarele 5 linii de 110 kV: LEA 110 kV Bals-Craiova Nord, c1 si c2, Bals-Craiova Est-Oltcit, Caracal Vest-CFR Jianca, Bechet-Horezu Poenari si prin reglarea corespunzatoare a circulatiei de putere reactiva prin comutare de ploturi in zona se obtine un regim admisibil, fara confidential.

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 dimineata vara zi lucru, corespunzator lunilor iulie-septembrie 2019.

Palierul de consum este 8000 MW, in conditiile unui sold de export de 1000 MW.

Productia CEF= confidential

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 **30°C**).

D2 In regimul R5 s-a deteminat 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.Ialomitei (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);
- se limiteaza confidential pentru reducerea curentului pe LEA 110 kV Topolog-Tulcea Vest, de la cca. 535 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 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 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 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 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 la cca. 990 A la declansarea LEA 400 kV Gutinas-Smardan, precum si alte neconformitati. Se mentioneaza ca circulatia pe LEA 400 kV Gutinas-Smardan este de cca. 1010 A.

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;
- conectare LEA 110 kV Valea Calugareasca-Urziceni.

In urma aplicarii acestor masuri, contingenta LEA 400 kV Gutinas-Smardan determina incarcarea LEA 220 kV Barbosi-Filesti la cca. 800 A ($I_{adm30^{\circ}C} = 800$ A) si a LEA 110 kV Liesti-ICM Tecuci la cca. 485 A ($I_{adm30^{\circ}C} = 485$ A), valori corespunzatoare temperaturii de 30°C.

Reducerea productiei de la cca. 2906 MW la **confidential** este identificata ca fiind cea mai mica posibila in conditiile schemei de calcul B si in ipoteza de palier de consum (8000 MW) si sold (export 1000 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
P _{max adm CEE} [MW]	confidential	confidential	confidential	confidential	confidential	confidential	confidential
Sold export [MW]	1000	800	1250	1000	1000	1000	1000
P _c [MW]	7700	9000	7800	9300	8000	9300	8000

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. 135 MW, alimentat din barele 110 kV ale statiei Barbosi (cca 90 MW) si Smardan (45 MW).

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.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	confidenti al

Zone	Dobrogea 110 kV	Lacu Sarat, Smardan	Tariverde	Stupina, Rahman	Baltagesti G.Ialomitei (include	Moldova Banat	SEN
	confidential						

%	CEE Pestera, Chirnogeni, Cobadin, Pecineaga 2, Mihai Viteazu (1 si 2)	Harsova-Medgidia	Tulcea	110 kV			CEE Pantelimon)		
P _{max.CEE}	confidential	confidential	confidential	confidential	confidential	confidential	confidential	confidential	confidential

confidential.

D3 In regimul R5 nu sunt necesare masuri postavarie.

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
Excedent [MW]	confidential	confidential	confidential	confidential	confidential

D6 In regimul R5, 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, ceea ce ar putea fi util in exploatare.

Avand in vedere ca aceasta din urma abordare s-a realizat tot in ipoteza ca viteza vantului este aceeaasi 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.

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	confidential
			LEA 220 kV Barbosi-Filesti	LEA 400 kV Gutinas-Smardan	Conectare CT 110 kV Liesti si LEA 110 kV Liesti-Maxineni
2	confidential	confidential	LEA 110 kV Baltagesti-Gura Ialomitei	-	confidential
3	confidential	confidential	LEA 110 kV Topolog-Tulcea Vest	-	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	conectare LEA Valea Calugareasca-Urziceni

D7 In regimul R5 s-a realizat o analiza care sa fundamenteze alegerea unei scheme de calcul in zona DET Craiova, in conditiile indisponibilitatii de durata a T4 400/110 kV Draganesti Olt.

s-au analizat mai multe variante de scheme, in vederea alegerii uneia care sa indeplineasca criteriul N-1 in RET si in RED, in conditiile unui CPT optim, aceasta schema urmand a fi considerata propunere de schema normala pentru vara 2019.

In acest scop pentru analizele de regimuri:

- s-au considerat 3 variante de productie pe Oltul inferior: 0, 100 MW, 353 MW;
- s-au considerat cazurile:
 - doua AT 200 MVA, 220/110 kV Gradiste in functiune si debuculare RED;
 - un AT 200 MVA, 220/110 kV Gradiste in functiune si AT3 200 MVA 220/110 kV Turnu Magurele in functiune pe bara 4 - 110 kV Turnu Magurele si debuculare RED;
 - un AT 200 MVA, 220/110 kV Gradiste in functiune si CT 110 kV zona Turnu Magurele conectata si debuculare RED;
- s-a analizat pentru vara 2019 si topologia schemei normale de iarna 2018 – 2019 cu un AT 200 MVA, 220/110 kV Gradiste si buclarea realizata prin 5 linii 110 kV cu zonele Craiova, Isalnita, Urechesti, Sardanesti, Targu Jiu Nord.

Se mentioneaza ca:

- nu s-a luat in considerare conectarea LEA 110 kV Milcov – Gradiste, c1 si/sau c2;
- consumul zonei Draganesti Olt-Gradiste la palierul de vara este de cca. 165 MW, la palierul analizat.

S-au consemnat valorile CPT in zona Draganesti Olt – Gradiste, precum si cele la nivel SEN, RET, RED.

N r	Schema	Olt inferior [MW]	N-1 in 220-400 kV DET 3	N-1 in 110 kV DET 3	CPT zona Draganesti Olt-Gradiste [MW]	CPT SEN [MW]	CPT RET [MW]	CPT RED [MW]
0	T4 Draganesti Olt indisponibil + buclare + 1 AT Gradiste in functiune	confidential	da	da	confidential	confidential	confidential	confidential
0m	T4 Draganesti Olt indisponibil + buclare + 1 AT Gradiste in functiune	confidential	da	da	confidential	confidential	confidential	confidential
1	T4 Draganesti Olt in functiune + debuclare + 1 AT Gradiste in functiune	confidential	da	da	confidential	confidential	confidential	confidential
2	T4 Draganesti Olt indisponibil + debuclare +	confidential	da	da	confidential	confidential	confidential	confidential
3	2 AT Gradiste in functiune	confidential	N: L 110 kV Drag O- Gradiste 584 A>575 A	Depasiri, vezi *)	confidential	confidential	confidential	confidential
4	T4 Draganesti Olt indisponibil + debuclare + 1 AT Gradiste + AT3 Turnu Magurele in functiune	confidential	N-1: AT Tr. Magurele 109.7%Sn la decl AT Gradiste; Postavare se poate conecta AT aflat in rezerva instatia Gradiste	L 110 kV Drag.Olt-Gradiste 581 A (I _{adm} 30°C=575 A) si AT Gradiste 111%Sn la decl. AT3 Tr. Magurele	confidential	confidential	confidential	confidential
5	T4 Draganesti Olt indisponibil + debuclare + 2 AT Gradiste in functiune	confidential	da	da	confidential	confidential	confidential	confidential
6	T4 Draganesti Olt indisponibil + debuclare + 1 AT Gradiste + AT3 Turnu Magurele in functiune	confidential	da	da	confidential	confidential	confidential	confidential
7	T4 Draganesti Olt indisponibil + debuclare + 1 AT Gradiste + AT3 Turnu Magurele in functiune	confidential	da	da	confidential	confidential	confidential	confidential
8	T4 Draganesti Olt indisponibil + debuclare +	confidential	da	da	confidential	confidential	confidential	confidential
9	1 AT Gradiste +	confidential	da	da	confidential	confidential	confidential	confidential
10	conectare CT 110 kV zona Turnu Magurele in functiune	confidential	da	da	confidential	confidential	confidential	confidential

*) Depasiri

Declansare BALS-GRADISTE
Depasire pe GRADISTE-CURTISOARA 668 A
GRADISTE- DRAGANESTI OLT 2 619 A

Declansare BALS-DRAGANESTI OLT 2
Depasire pe GRADISTE-DRAGANESTI OLT 2 595 A

Declansare MILCOV-CURTISOARA
Depasire pe GRADISTE-DRAGANESTI OLT 2 837 A

Declansare MILCOV-DRAGANESTI OLT 2, c1
Depasire pe GRADISTE-DRAGANESTI OLT 2 656 A

Declansare MILCOV-DRAGANESTI OLT 2, c2
Depasire pe GRADISTE-DRAGANESTI OLT 2 702 A

Declansare GRADISTE-CURTISOARA
Depasire pe GRADISTE-DRAGANESTI OLT 2 881 A

Declansare GRADISTE-DRAGANESTI OLT 2
Depasire pe MILCOV-CURTISOARA 850 A
MILCOV-DRAGANESTI OLT 2 613 A
GRADISTE-CURTISOARA 996 A

Concluzie:

Avand in vedere urmatoarele:

- T 4 400/110 kV Draganesti Olt este indisponibil;

- scrisoarea Distributie Oltenia nr. RO10/3166/18.01.2-19 ca buclarea zonei 110 kV Draganesti – Gradiste conduce la cresterea CPT in conditiile de buclare cu zonele Craiova, Isalnita, Urechesti, Sardanesti, Targu Jiu Nord;
- ca verificarea criteriului de siguranta N-1 aplicat in RET si RED este indeplinita pentru toate variantele de productie in CHE Olt inferior (0 MW, 100 MW, cca. 350 MW) si numai pentru variantele de schema cu 1 AT 200 MVA, 220/110 kV Gradiste in functiune si AT3 200 MVA, 220/110 kV Turnu Magurele in functiune pe bara 4 - 110 kV sau CT 110 kV zona Tr. Magurele in functiune;
- ca CPT in zona 110 kV Draganesti - Gradiste este apropiat in ambele variante de topologie de retea 1 AT 200 MVA, 220/110 kV Gradiste in functiune si AT3 200 MVA, 220/110 kV Turnu Magurele in functiune pe bara 4 110 kV sau CT 110 kV zona Tr. Magurele in functiune, fata de actuala schema normal pentru oricare productie in CHE Olt inferior (confidential);
- gradul de siguranta este mai ridicat in cazul in care zona 110 kV Draganesti – Gradiste este alimentata din doua surse distincte din RET:

Se propune ca schema normala pentru vara 2019 sa fie in cazul indisponibilitatii T 4 400/110 kV Draganesti Olt:

- cu 1 AT 200 MVA, 220/110 kV Gradiste in functiune si AT3 200 MVA, 220/110 kV Turnu Magurele in functiune pe bara 4 - 110 kV.

Regim R6

D1 Regimul R6 este un regim de varf de dimineata corespunzator lunilor iulie-septembrie. Palierul de consum este 8000 MW, in conditiile unui sold de export de 800 MW, schema de calcul B. Productia CEF= confidential Productia CEE= confidential

D2 Regimul R6 este constituit in scopul unui calcul de consum propriu tehnologic (cpt). S-a decis ca acesta sa se calculeze pentru regimul fara retrageri si pe regimuri cu retrageri din exploatare a unor echipamente, bineinteles cu aplicarea conditionarilor de regim, pe un regim cu o productie a CEE mai redusa (confidential fata confidential). Scopul este evaluarea rentabilitatii lucrarilor sub tensiune (LST), prin punerea in balanta pe de o parte a costurilor cu LST si pe de alta parte a reducerii cpt prin mentinerea echipamentului in functiune. Alegerea regimului R6 pentru a efectua aceste calcule de evaluare provine din situatia reala in care o lucrare de LST nu se poate realiza cand vantul bate cu putere. Adica simularea este mai sugestiva in regimul R6 in comparatie cu regimul R5.

D3 In regimul R6, la fel ca si in celelalte regimuri, se verifica respectarea criteriului de siguranta pentru o temperatura a mediului ambiant de 30°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 (adica la declansari in retea de 220-400 kV), se constata ca nu sunt necesare masuri suplimentare preventive sau postavarie. Nu sunt necesare conectorile legate de productia mare a CEE. Astfel, sunt deconectate LEA 110 kV Pogoanele-Jugurean, CT 110 kV Liesti, LEA Liesti-Maxineni, LEA 110 kV Valea Calugareasca-Urziceni.

D4 In regimul R6 deficitele/excedentele zonelor din Bucuresti sunt:

Zona	Sud	Vest	Fundeni
Deficit [MW]	confidential	confidential	confidential

D5 In regimul R6 deficitele zonelor din Dobrogea, Moldova si Ardeal sunt:

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

Regim R7

D1 Regimul R7 este un regim de varf de dimineata zi lucru corespunzator perioadei iulie-septembrie. Palierul de consum este 8300 MW, in conditiile unui sold de export de 1000 MW.

Productia CEF= confidential Productia CEE= confidential

Confidential

D2 Urmare a acestei structuri de productie, a rezultat un regim R7 in care zona Oltenia este incarcata.

D3 In regimul R7, productia in CTE Isalnita este considerata de confidential, iar in CET Craiova este de confidential (al doilea grup nu e disponibil). In conditiile in care T4 400/110 kV Draganesti Olt este indisponibil, situatie suplinita prin conectarea AT3 220/110 kV Turnu Magurele pe bara 4 Turnu Magurele si avand in vedere lucrarile determinate de RTh Craiova Nord, rezulta depasiri la declansari in RET, in conditiile functionarii debucate a zonei 110 kV Gradiste-Draganesti Olt si a functionarii unitatilor de transformare din zona si a AT 400/220 kV pe plot nominal:

- declansarea LEA 220 kV Isalnita-Gradiste, care conduce la incarcarea LEA 220 kV Isalnita-Craiova, c2 (450 mm²) la cca. 960 A>I_{adm 30°C}=870 A.

Prin modificarea in sens descrescator a pozitiei plotului AT 400/220 kV Urechesti longotransversal si prin reglarea corespunzatoare a circulatiei de putere reactiva prin comutare de ploturi in zona se obtine un regim admisibil, fara reducerea productiei in CTE Isalnita (confidential).

D4 In regimul R7 deficitele zonelor din Bucuresti sunt:

Zona	Sud	Vest	Fundeni
Deficit [MW]	confidential	confidential	confidential

D5 In regimul R7 deficitele zonelor din Dobrogea, Moldova si Ardeal sunt:

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

Regim R8

D1 Regimul R8 este un regim de varf de dimineata zi lucru corespunzator perioadei iulie-septembrie. Palierul de consum este 7900 MW, in conditiile unui sold de import de 81 MW.

Productia CEF= confidential

Productia CEE= confidential

Acest regim a fost realizat utilizandu-se balanta cu palierul de consum si soldul prognozate pentru modelul sezonier de iarna aferent anului 2019 realizat de grupa de lucru NM&FT din ENTSO – E .

D2 Regimul R8 este caracterizat prin depasiri de tensiune in Dobrogea si Iernut 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 R5.

In prezenta unei productiei CEE scazuta, rezulta o capacitate de absorbtie a puterii reactive din zona mai mica in care sunt ampalsate CEE, efectul fiind cresterea tensiunilor.

Pentru mentinerea tensiunilor in limitele admisibile a fost necesara modificarea tensiunii la bornele generatoarelor si comutarea ploturilor transformatoarelor si autotransformatoarelor din SEN fata de regimul R5.

D3 In regimul R8, se verifica respectarea criteriului de siguranta pentru o temperatura a mediului ambiant de 30°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 (adica la declansari in retea de 220-400 kV), se constata depasiri de tensiune in zona de nord si zona Dobrogea. Pentru mentinerea tensiunilor in limitele admisibile a fost necesara modificarea tensiunii la bornele generatoarelor si comutarea ploturilor transformatoarelor si autotransformatoarelor din SEN.

D4 In regimul R8 deficitul zonelor din Bucuresti sunt:

Zona	Sud	Vest	Fundeni
Deficit [MW]	confidential	confidential	confidential

D5 In regimul R8 deficitul zonelor din Dobrogea, Moldova si Ardeal sunt:

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

Regim R9

D1 Regimul R9 este un regim de varf de seara zi lucru corespunzator perioadei iulie-septembrie. Palierul de consum este 7600 MW, in conditiile unui sold de import de 1000 MW.

Productia CEF= confidential

Productia CEE= confidential

In lipsa resurselor regenerabile, palierul de consum si soldul de export au fost acoperite printr-un nivel ridicat de productie in special hidro, dar si carbune si hidrocarburi mai mare ca in alte regimuri.

D2 In regimul R9, pentru mentinerea tensiunilor in limitele admisibile si pentru asigurarea criteriului N-1 au fost necesare urmatoarele masuri:

- conectarea bobinelor de compensare disponibile din SEN (conform anexei 3.9); sunt indisponibile BC 400 kV Arad, Smardan, Bucuresti Sud. BC₂ Isaccea este retrasa definitiv din exploatare, dar este disponibila BC₁ veche. S-au utilizat ambele BC 400 kV Cernavoda;
- reglarea tensiunilor la bornele generatoarelor, cu urmarirea mentinerii generatoarelor, altele decat cele hidro, in domeniul inductiv sau usor capacitiv;
- modificarea ploturilor de functionare ale unitatilor de transformare de sistem.

D3 In regimul R9, nu au fost necesare alte masuri preventive.

Dupa declansarea LEA 400 kV Roman Nord – Suceava sau LEA 400 kV Roman Nord – Bacau Sud, automatizarea BC 400 kV Suceava are conditii de actionare.

D4 In regimul R9 deficitul zonelor din Bucuresti sunt:

Zona	Sud	Vest	Fundeni
Deficit [MW]	confidential	confidential	confidential

D57 In regimul R9 deficitul 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, ea mentinuta asa cum a fost inregistrata in ziua caracteristica de vara 2018.

4. LEA 110 kV Smardan-Filesti si Smardan-Galati Nord-Filesti sunt in functiune, acest lucru nu se mai precizeaza in cadrul conditionarilor de regim.

5. Modul de realizare a reducerii unor deficite in zonele Sud, Fundeni, Vest, Domnesti, 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.

6.

confidential

7. In ceea ce priveste excedentele/ deficitele pe zone referite 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, Stejaru-Gheorgheni, 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 vara **2019**, in schema normala sezoniera (incluzand retrageri din exploatare de durata), pentru SEN functionand interconectat cu reseaua europeana continentală sincrona, Vestul Ucraina si Turcia, prin: LEA 400 kV Portile de Fier – Djerdap, 1c al LEA 400 kV Tantareni – Kozlodui, LEA 400 kV Rahman – Dobrudja, LEA 400 kV Stupina – Varna, LEA 400 kV Arad – Sandorfalva, Nadab – Bekecsaba, Rosiori – Mukacevo.

Calcululele s-au facut pentru regimul de dimineata zi de lucru, folosind balanta pentru modelul sezonier pentru vara 2019 (R8), avand soldul de import 81 MW.

S-au calculat capacitati nete de schimb totale maxime, negarantate, intre Romania si reseaua interconectata europeana continentală sincrona, 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	Limita de incarcare pe:
Export RO	1	LEA 400 kV Sofia Zapad – Nis	LEA 400 kV Portile de Fier – Djerdap;
	2	LEA 400 kV Tantareni – Kozlodui 1c	LEA 400 kV Portile de Fier – Djerdap;
Import RO	1	LEA 400 kV Tantareni – Kozlodui 1c	LEA 400 kV Portile de Fier – Djerdap;
	2	LEA Rosiori-Mukacevo	LEA 400 kV Portile de Fier – Djerdap;

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 calcululelor au rezultat urmatoarele valori **NTC maxime indicative negarantate in interfata de interconexiune a SEN** pentru vara 2019:

Scenarii NTC	exp1/ imp1	exp2/ imp2	exp3/ imp3	exp4/ imp4	exp5/ imp5
Regim	R8	R8	R8	R8	R8
Contingente critice export	1,2)	2	2	2	2
Contingente critice import	1	1	1	1	1,(2)
Export RO	1750	1950	1950	1550	1750

Import RO	2300	2450	2600	2200	2250
RO->HU	550	600	900	500	700
HU->RO	700	700	1100	650	900
RO->RS	550	300	300	650	500
RS->RO	700	400	450	850	700
RO->BG	550	900	600	300	350
BG->RO	700	1050	800	450	450
RO->UA	100	150	150	100	200
UA->RO	200	300	250	250	200

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

- pentru schema normala, fara programe de retrageri cu exceptia retehnologizarilor 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 – Kozlodui aflat in functiune sau a LEA 400 kV Sofia Zapad – Nis 2 (linie de interconexiune dintre SE Serbia si SE Bulgaria), pentru o productie initiala la CHE Portile de Fier I de 650 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.

Se pot observa urmatoarele :

- 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 in comparatie cu o crestere a exportului pe directia Ungaria si Serbia;
- 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 cresterea 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 NTC lunare/sublunare ferme

NTC lunare ferme pe granite se calculeaza lunar cu metodologia de calcul dezvoltata la SPO/UNO – DEN 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 bilaterale, 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 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 licitatile 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 recalulate si armonizate la nivel de subperioade. Capacitatile suplimentare se pot aloca zilnic in licitatile comune cu Serbia si Bulgaria si pe piata cuplata 4M MC pentru granita cu Ungaria, si in licitatile comune intra-zilnice pe granitele cu Ungaria si Serbia.

Valorile NTC lunare ferme armonizate cu partenerii de interconexiune pentru aprilie 2019 sunt prezentate in Anexa 3.11. Existenta in aceeaasi 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 R5(varf), R4 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.

Inrautatarea 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 **Padm** 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 2.3.5. 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 reseaua de 750kV: 735kV – 765kV;
- (2) în reseaua de 400kV: 380kV – 420kV;
- (3) în reseaua de 220kV: 198kV – 242kV;
- (4) în reseaua de 110kV: 99kV – 121kV;

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, si R5.

4.1 Sectiunea S1 in ipoteza de balanta R5 palierul VD cu productie in CEE si CFV si cu doua unitati in CNE Cernavoda.

Calcululele s-au efectuat pentru scheme cu N, N-1 elemente in functiune in ipoteza de balanta R5 (varf)cu productie in CEE. Excedentul initial al sectiunii este de cca. 1148 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 $P_{8\%}=4270$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2450 MW, valoare peste care apar suprsarcini pe L 220 kV Urechesti – Targu Jiu si pe L 220 kV Paroseni – Targu Jiu.
- La declansarea L220 kV Craiova Nord – Turnu Magurele, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=4240$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2710 MW, valoare peste care apar suprsarcini pe L 220 kV Urechesti – Targu Jiu si pe L 220 kV Paroseni – Targu Jiu.
- La declansarea L 400 kV Portile de Fier - Djerdap, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=3950$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2250 MW, valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L 220 kV Urechesti – Targu Jiu si pe L 220 kV Paroseni – Targu Jiu.
- La declansarea L400 kV Tantareni - Sibiu, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=4010$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 1940 MW, valoare peste care apar suprsarcini pe L 220 kV Urechesti – Targu Jiu si pe L 220 kV Paroseni – Targu Jiu.
- La declansarea unei unitati CNE, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=4530$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2510 MW, valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L 220 kV Urechesti – Targu Jiu si pe 220 kV Paroseni – Targu Jiu.
- La declansarea L400 kV Urechesti-Domnesti, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=3990$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2560 MW, valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L 220 kV Urechesti – Targu Jiu si pe 220 kV Paroseni – Targu Jiu.
- La declansarea L 400 kV Slatina-Bucuresti Sud, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=4020$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2890 MW, valoare peste care apar suprsarcini pe L 220 kV Urechesti – Targu Jiu si pe 220 kV Paroseni – Targu Jiu.

4.2. Sectiunea S2 in ipoteza de balanta R4 palierul VS cu fara productie in CEE si CFV si cu o unitate in CNE Cernavoda.

Calcululele s-au efectuat pentru scheme cu N, N-1 elemente in functiune in ipoteza de balanta R4 (varf) fara productie in CEE si CFV si cu o unitate in CNE Cernavoda. Initial sectiunea S2 are un deficit de 1625 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 $P_{8\%}=3490$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2820 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 $P_{8\%}=3470$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2680 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 $P_{8\%}=4080$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2700 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 $P_{8\%}=3490$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2840 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 $P_{8\%}=3540$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 3180 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 $P_{8\%}=3720$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2510 MW, valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L110 kV IFA -Domnesti;
- La retragerea L400 kV Sibiu Sud - Brasov si declansarea L 220kV Craiova Nord-Turnu Magurele puterea admisibila prin sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 3350 MW, iar puterea admisibila in sectiune este de 2210 MW, valoare peste care se supraincarca pe AT3 220/110 kV Turnu Magurele;
- 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 3420 MW, iar puterea admisibila in sectiune este de 2370 MW , valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L110 kV IFA -Domnesti;

4.3. Sectiunea S3 in ipoteza de balanta R4 palierul VS cu fara productie in CEE si CFV si cu o unitate in CNE Cernavoda.

Calcululele s-au efectuat pentru scheme cu N, N-1 elemente in functiune in ipoteza de balanta R4 (varf) fara productie in CEE si CFV. Initial sectiunea S3 are un deficit de 681 MW. Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.3):

- La declansarea L400 kV Brasov- Gutinas, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1090$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 980 MW (960 MW – retea vizibila), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declansarea L400 kV Smardan- Gutinas, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1370$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 1110 MW (1090 MW – retea vizibila), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declansarea L400kV Constanta Nord-Cernavoda, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1460$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 1150 MW (1130 MW retea vizibila), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declansarea L400kV Isaccea- Tulcea Vest, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1470$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 1170 MW (1150 MW – retea vizibila), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declansarea unei unitatii din CNE Cernavoda, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=2050$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 1160 MW (1140 MW – retea vizibila), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- 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 670 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 650 MW (600 MW – retea vizibila).
- 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 670 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 650 MW (600 MW – retea vizibila).

4.4. Sectiunea S4

4.4.1. Sectiunea S4 in ipoteza de balanta R5 palierul VS cu productie in CEE si CFV si cu doua unitati in CNE Cernavoda.

Deficitul initial al sectiunii este de cca. 543 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 si se deconecteaza: CT110 kV Campia Turzii.

Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.4.1):

- La declansarea L400 kV Sibiu Sud - Iernut, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1160$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 710 MW (680 MW – retea vizibila)*, valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L110 kV Petresti – Sebes;
- La declansarea L400 kV Rosiori - Mukacevo, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1210$ MW , iar *puterea admisibila in sectiune este 1140 MW (1040 MW – retea vizibila)*, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;
- La declansarea L220 kV Stejaru – Gheorghieni, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1300$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 870 MW (820 MW – retea vizibila)*, valoare peste care apar suprasarcini pe AT 400/220 kV Iernut;
- La declansarea L400 kV Gadalin - Iernut, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1470$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 870 MW (820 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 $P_{8\%}=1490$ MW , iar *puterea admisibila in sectiune este 1280 MW (1160 MW – retea vizibila)* valoare peste care se supraincarca pe AT 400/220 kV Iernut;
- La declansarea L220 kV Alba Iulia – Cluj Floresti, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1490$ MW , iar *puterea admisibila in sectiune este 1220 MW (1110 MW – retea vizibila)*, valoare peste care se supraincarca pe AT 400/220 kV Iernut;

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 $P_{8\%}=880$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 690 MW (570MW – 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 $P_{8\%}=880$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 680 MW (380MW – 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 $P_{8\%}= 1380$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 900 MW (660 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 $P_{8\%}=1290$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 690 MW (500 MW – retea vizibila)*, valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L110 kV Sibiu Nord – Sibiu Sud;
- La retragerea L400 kV Rosiori – Oradea Sud si declansarea L400 kV Sibiu Sud - Iernut, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1400$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este de 870 MW (690 MW – retea vizibila)*, valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L110 kV Sibiu Nord – Sibiu Sud;

4.4.2. Sectiunea S4 in ipoteza de balanta R2 palierul GNS

Deficitul initial al sectiunii este de cca. 420 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 si se deconecteaza: CT110 kV Campia Turzii.

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 $P_{8\%}=1130$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 890 MW (840 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 $P_{8\%}=1160$ MW , iar *puterea admisibila in sectiune este 1100 MW (1040 MW – retea vizibila)*, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;
- La declansarea L220 kV Stejaru – Gheorghieni, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1190$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 890 MW (840 MW – retea vizibila)*, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;
- La declansarea L400 kV Gadalina - Iernut, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1400$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 1100 MW (1030 MW – retea vizibila)*, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;
- La declansarea L400 kV Rosiori – Oradea Sud, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1400$ MW , iar *puterea admisibila in sectiune este 1080 MW (1010 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 $P_{8\%}=1350$ MW , iar *puterea admisibila in sectiune este 990 MW (930 MW – retea vizibila)*, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;

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 $P_{8\%}=860$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 820 MW (580MW – retea vizibila)*.
- La retragerea L400 kV Sibiu Sud - Iernut si declansarea L400 kV Rosiori - Mukacevo puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=840$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 800 MW (540MW – retea vizibila)*.

- La retragerea L400 kV Rosiori – Gadalin si declansarea L400 kV Sibiu Sud - Iernut, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1210$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este de 820 MW (640 MW – retea vizibila)*, valoare peste care valoarea tensiunilor in retea de transport si 110kV incepe sa scada sub valorile din Codul RET;

4.5. Sectiunea S5

4.5.1. Sectiunea S5 in ipoteza de balanta R5 palierul VD cu productie in CCE si CFV.

Deficitul initial al sectiunii este de cca. 385 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 810 MW; iar *puterea admisibila in sectiune este de 720 MW (700 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 910 MW; iar *puterea admisibila in sectiune este de 780 MW (670 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 880 MW; iar *puterea admisibila in sectiune este de 380 MW (350 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 720 MW; iar *puterea admisibila in sectiune este de 580 MW (490 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 850 MW; iar *puterea admisibila in sectiune este de 700 MW (610 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 990 MW; iar *puterea admisibila in sectiune este de 810 MW (700 MW – retea vizibila)*, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.

La retragerea L400 kV Bacau Sud - Roman Nord sunt necesare urmatoarele masuri:

- se verifica sa fie in functiune buclarea intre zonele FAI, Roman si Gutinas;
- se verifica ca este conectata/se conecteaza CT 110 kV Stejaru;
- utilizarea benzii secundare de putere reactiva a grupurilor din zona S5;
- se pot utiliza si baterii de condensatoare pentru ridicarea suplimentara a nivelului tensiunii in statiile de 110 kV din zona Suceava

- La retragerea L400 kV Bacau Sud - Roman Nord si declansarea L400 kV Smardan – Gutinas puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=650$ MW, iar puterea admisibila in sectiune este de 400 MW (360 MW – retea vizibila), valoare peste care se depaseste curentul limita pe L 110 kV Liesti - ICM;

La retragerea L220kV Barbosi - Filesti sunt necesare urmatoarele masuri:

- se verifica ca este conectata/se conecteaza LEA 110 kV Pogoanele-Jugureanu;
- **nu** se conecteaza LEA 110 kV Ramnicu Sarat-Costieni;
- se verifica ca sunt **deconectate/se deconecteaza** CT 110 kV Liesti, LEA 110 kV Liesti-Maxineni;

confidential

- La retragerea L220 kV Barbosi - Filesti si declansarea L400 kV Smardan – Gutinas puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=670$ MW, iar puterea admisibila in sectiune este de 380 MW, valoare peste care se depaseste curentul limita pe L 110 kV Pogoanele - Jugureanu.

La retragerea L220kV Barbosi – Focsani Vest sunt necesare urmatoarele masuri:

- se verifica ca este conectata/se conecteaza LEA 110 kV Pogoanele-Jugureanu;
- **nu** se conecteaza LEA 110 kV Ramnicu Sarat-Costieni;
- se verifica ca sunt **deconectate/se deconecteaza** CT 110 kV Liesti, LEA 110 kV Liesti-Maxineni;

confidential

- La retragerea L220kV Barbosi – Focsani Vest si declansarea L400kV Smardan - Gutinas puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=740$ MW, iar puterea admisibila in sectiune este de 380 MW, valoare peste care se depaseste curentul limita pe L 110 kV Pogoanele - Jugureanu.

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 (pentru evitarea incarcarii LEA 110 kV Smardan-Filesti);

confidential

- La retragerea L400 kV Brasov – Gutinas si declansarea L400kV Smardan - Gutinas, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=490$ MW iar *puterea admisibila in sectiune este de 310 MW (340MW – 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 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);

confidential

4.5.2. Sectiunea S5 in ipoteza de balanta R4 palierul VS cu fara productie in CEE si CFV si cu o unitate in CNE Cernavoda.

Deficitul initial al sectiunii este de cca. 497 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 850 MW; iar *puterea admisibila in sectiune este de 800 MW (740 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 830 MW; iar *puterea admisibila in sectiune este de 760 MW (710 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 910 MW; iar *puterea admisibila in sectiune este de 790 MW (730 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 (580 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 820 MW; iar *puterea admisibila in sectiune este de 740 MW (690 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 980 MW; iar *puterea admisibila in sectiune este de 850 MW (790 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;
- 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);

confidential

- La retragerea L400 kV Brasov – Gutinas si declansarea L400kV Smardan - Gutinas, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=490$ MW iar *puterea admisibila in sectiune este de 470 MW (430MW – retea vizibila)*;

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);

confidential

La retragerea L400 kV Smardan – Gutinas si declansarea L400kV Brasov - Gutinas, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=490$ MW iar *puterea admisibila in sectiune este de 470 MW (420MW – retea vizibila)*.

4.5.3. Sectiunea S5 in ipoteza de balanta R2 palierul GNS

Deficitul initial al sectiunii este de 208 MW.

Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.5.2):

- La declansarea L400 kV Smardan – Gutinas puterea admisibila in sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}$ este de 820 MW; iar *puterea admisibila in sectiune este de 610 MW (540MW – 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 690 MW; iar *puterea admisibila in sectiune este de 420 MW (370MW – 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 740 MW; iar *puterea admisibila in sectiune este de 470 MW (420MW – 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 820 MW; iar *puterea admisibila in sectiune este de 630 MW (560MW – 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 870 MW; iar *puterea admisibila in sectiune este de 720 MW (640MW – 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 $P_{8\%}=470$ MW iar *puterea admisibila in sectiune este de 400 MW (320MW – retea vizibila)*, valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L110 kV Gutinas - Marasesti;

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 (pentru evitarea incarcarii LEA 110 kV Smardan-Filesti);

- La retragerea L400 kV Brasov – Gutinas si declansarea L400 kV Bacau Sud – Roman Nord, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=640$ MW iar *puterea admisibila in sectiune este de 410 MW (360MW – retea vizibila)*, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;

La retragerea L400 kV Barbosi – Focsani Vest sunt necesare urmatoarele masuri:

- se verifica ca este conectata/se conecteaza LEA 110 kV Pogoanele-Jugureanu;
- **nu** se conecteaza LEA 110 kV Ramnicu Sarat-Costieni;
- se verifica ca sunt **deconectate/se deconecteaza** CT 110 kV Liesti, LEA 110 kV Liesti-Maxineni;

- La retragerea L220kV Barbosi – Focsani Vest si declansarea L400kV Smardan - Gutinas puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=790$ MW, iar puterea admisibila in sectiune este de 590 MW (*520MW – retea vizibila*) , valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;

4.6. Sectiunea S6

4.6.1. Sectiunea S6 in ipoteza de balanta R5 palierul VD cu productie in CCE.

Excedentul initial al sectiunii S6 este de 2890 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 $P_{8\%}=4690$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2810 MW (*2640 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 $P_{8\%}=4860$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 3480 MW, (*3280 MW – retea vizibila*), valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L110 kV Slobozia Sud – Slobozia Nord.
- La declansarea L400kV Bucuresti Sud – Gura Ialomitei, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=4710$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 3270 MW, (*3070 MW – retea vizibila*), valoare peste care se depaseste curentul limita pe L400 kV Cernavoda – Pelicanu.
- La declansarea L400kV Isaccea – Tulcea Vest, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=3840$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 3360 MW (*3160 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 $P_{8\%}=4970$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 3950 MW, (*3720 MW – retea vizibila*), valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L110 kV Mircea Voda – Medgidia 1.
- La declansarea L400kV Brasov – Gutinas, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=5000$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 3510 MW, (*3400 MW – retea vizibila*), valoare peste care se depaseste curentul limita pe L400 kV Smardan – Gutinas.
- La declansarea L220kV Barbosi – Focsani Vest, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=5210$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 4210 MW (*3970 MW – retea vizibila*), valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L110kV Pogoanela - Jugureanu;

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);

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 4360 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 1910 MW (*1800 MW – retea vizibila*), valoare peste care se depaseste curentul limita termica L 110kV Liesti – ICM;

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 (pentru evitarea incarcarii LEA 110 kV Smardan-Filesti);

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 4320 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 1930 MW (*1820 MW – retea vizibila*), valoare peste care se depaseste curentul limita termica L 110kV Liesti – ICM;

La retragerea L400 kV Bucuresti Sud – Gura Ialomitei sunt necesare urmatoarele masuri:

- se creste nivelul tensiunii in RET in zona Dobrogea, prin mijloacele disponibile;
- 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;

confidential

- La retragerea L400 kV Bucuresti Sud – Gura Ialomitei si declansarea L400 kV Smirdan – Gutinas puterea admisibila prin sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 3720 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2030 MW (1990 MW – *retea vizibila*), valoare peste care se depaseste curentul limita pe L 110kV Liest- ICM;

La retragerea L400 kV Dobrudja – Rahman sunt necesare urmatoarele masuri:

- se verifica ca este conectata/se conecteaza LEA 110 kV Pogoanele-Jugureanu;
- nu** se conecteaza, LEA 110 kV Ramnicu Sarat-Costieni (se mentioneaza ca LEA 110kV Liesti-Maxineni si CT 110 kV Liesti sunt conectate);
- se conecteaza si al doilea circuit al LEA 400 kV Tantareni-Kozlodui;

- La retragerea L400 kV Dobrudja – Rahman si declansarea L400 kV Smirdan – Gutinas puterea admisibila prin sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 4290 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2750 MW (2570 MW – *retea vizibila*), valoare peste care se depaseste curentul limita pe L 110kV Liest- ICM;

La retragerea L400 kV Varna – Stupina sunt necesare urmatoarele masuri:

- se verifica ca sunt conectate/se conecteaza LEA 110 kV Pogoanele-Jugureanu, LEA 110 kV Valea Calugareasca-Urziceni;
- se verifica ca sunt conectate/se conecteaza CT 110 kV Liesti si LEA 110kV Liesti-Maxineni;
- nu** se conecteaza, LEA 110 kV Ramnicu Sarat-Costieni;
- se conecteaza si al doilea circuit al LEA 400 kV Tantareni-Kozlodui;

confidential

- La retragerea L400 kV Varna – Stupina si declansarea L400 kV Smirdan – Gutinas puterea admisibila prin sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 4240 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2740 MW (2630 MW – *retea vizibila*), valoare peste care se depaseste curentul limita pe L 110kV Liest- ICM;

La retragerea L400 kV Bucuresti Sud – Pelicanu sau L400 kV Cernavoda – Pelicanu sunt necesare urmatoarele masuri:

- se creste nivelul tensiunii in RET in zona Dobrogea, prin mijloacele disponibile;
- 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;

confidential

- La retragerea L400 kV Bucuresti Sud – Pelicanu si declansarea L400 kV Bucuresti Sud – Gura Ialomitei puterea admisibila prin sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 3540 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2520 MW , valoare peste care se depaseste curentul limita pe L400 kV Smardan – Gutinas.

- La retragerea L400 kV Cernavoda – Pelicanu si declansarea L400 kV Smirdan – Gutinas puterea admisibila prin sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 4010 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2220 MW , valoare peste care se depaseste curentul limita pe L400 kV Bucuresti Sud – Gura Ialomitei.

La retragerea L400 kV Lacu Sarat – Gura Ialomitei 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 creste nivelul tensiunii in RET in zona Dobrogea, prin mijloacele disponibile;
- se conecteaza CT 110 kV Gura Ialomitei;

confidential

- La retragerea L400 kV Lacu Sarat – Gura Ialomitei si declansarea L400 kV Smirdan – Gutinas puterea admisibila prin sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 3470 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2990 MW (2810 MW – *reteaua vizibila*) valoare peste care se depaseste curentul limita pe L400 kV Bucuresti Sud – Domnesti;

La retragerea L400 kV Constanta Nord – Cernavoda sunt necesare urmatoarele masuri:

- se conecteaza LEA 110 kV Baia-Mihai Viteazu cu derivatie Fantanele, LEA 110 kV Stejaru-Mihai Viteazu si LEA 110 kV Harsova-Topolog cu derivatie Cismeaua Noua; (buculare intre zona Constanta+Medgidia si zona Tulcea prin 3 cai de curent);
- se conecteaza CL 110 kV CET Navodari;
- se utilizeaza toate mijloacele pentru ridicarea tensiunii in RET in zona Dobrogea;

confidential

- La retragerea L400 kV Constanta Nord – Cernavoda si declansarea L400 kV Isaccea – Tulcea Vest puterea admisibila prin sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 3370 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 1940 MW (1810 MW – *reteaua vizibila*), valoare peste care apar suprsarcini pe T2 400/110 kV Medgidia;

La retragerea L400 kV Isaccea – Tulcea Vest sunt necesare urmatoarele masuri:

- se conecteaza LEA 110 kV Baia-Mihai Viteazu cu derivatie Fantanele, LEA 110 kV Stejaru-Mihai Viteazu si LEA 110 kV Harsova-Topolog cu derivatie Cismeaua Noua; (buculare intre zona Constanta+Medgidia si zona Tulcea prin 3 cai de curent);
- se conecteaza CL A-B 110 kV CET Navodari;

confidential

- La retragerea L400 kV Isaccea – Tulcea Vest si declansarea L400 kV Smirdan – Gutinas puterea admisibila prin sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 3570 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2240 MW (2110 MW – *reteaua vizibila*), valoare peste care apar suprsarcini pe T2 400/110 kV Medgidia;

4.6.2. Sectiunea S6 in ipoteza de balanta R2 palierul GNS cu productie in CCE.

Excedentul initial al sectiunii S6 este de 1770 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 $P_{8\%}=4310$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 3620 MW (3520 MW – *reteaua vizibila*), valoare peste care se depaseste curentul limita pe L110 kV Gutinas – Marasesti.
- La declansarea L400kV Bucuresti Sud – Pelicanu, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=4510$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 3350 MW, (3250 MW – *reteaua 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 $P_{8\%}=4410$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 3510 MW, (*3410 MW – retea vizibila*), valoare peste care se depaseste curentul limita pe L110 kV Slobozia Sud – Dragos Voda si tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declansarea L400kV Isaccea – Tulcea Vest, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=4060$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 3730 MW (*3630 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 $P_{8\%}=4480$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 4170 MW, (*4040 MW – retea vizibila*), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RE .
- La declansarea L400kV Brasov – Gutinas, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=4550$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 3920 MW, (*3800 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 $P_{8\%}=4630$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 4470 MW (*4230 MW – retea vizibila*).

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 L220 kV Barbosi – Focsani Vest, puterea admisibila prin sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 4260 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 3020 MW (*2800 MW – retea vizibila*), valoare peste care se depaseste curentul limita pe L110 kV Gutinas – Marasesti.

5. VERIFICAREA STABILITATII TRANZITORII SI A AUTOMATICILOR

confidential

6. CONCLUZII SI PROPUNERI DE MASURI

6.1. Propuneri pentru schema normala de functionare

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

Se prezinta urmatoarele propuneri de schema normala avand in vedere modificarile fata de schema normala (SN) a sezonului de iarna 2018-2019:

DET 1

Statia 220/110 kV Stejaru:

- Statia 220 kV Stejaru retrasa din exploatare in vederea re tehnologizarii;
- Linia lunga provizorat 220 kV Gutinas-Gherogheni, derivatie AT1 Dumbrava in functiune;
- CT 110 kV în funcțiune și LEA 110 kV Timișești și LEA 110 kV Poiana Teiului în funcțiune în bara B-110 kV.

Statia 220/110 kV Focsani Vest:

- AT 220/110 kV retras din exploatare pentru re tehnologizarea stației 220kV Focșani Vest.

Statia 110 kV CET Bacau:

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

DET2

Statia 400/220/110 kV Bucuresti Sud:

- BC 400 kV indisponibila in urma exploziei trecerilor izolante fazele R si S;

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.

DET 3

Statia 220/110 kV Isalnita:

- AT1-200 MVA in functiune;
- AT2-200 MVA in rezerva caldă;
- LEA 220 kV Gradiste in functiune la Bara 2- 220 kV;

DET 4

Statia 220/110 kV Hasdat:

- LEA 220 kV Mintia, Retezat, Baru Mare, Pestis, Otelarie Hunedoara retrase definitiv din exploatare pe perioada re tehnologizarii;
- 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 Mintia provizorat în funcțiune pe B 2 – 220 kV;
- celula 220 kV Iaz în rezerva caldă pe B 2 – 220kV;
- B1 – 220 kV în rezerva.

Statia 110 kV IMT

- CL 110 kV în funcțiune.

Statia 110 kV Padurea Verde

- LEA 110 kV IMT în rezerva caldă.

DET 5**Stația 220/110 kV Ungheni**

- AT2 220/110 kV retras din exploatare;
- AT1 220/110kV în funcțiune pe fosta celula 110 kV Mureseni;
- LEA 110 kV CIC în funcțiune pe bara 1-110 kV;
- L110kV Râciu-Band provizorat în funcțiune pe bara 1-110kV;
- L110kV Baraj provizorat în funcțiune pe bara 1-110 kV;
- LEA 110kV Cristesti 1 în funcțiune pe bara 1-110kV
- L110kV Tg.Mures 1 provizorat funcționează pe fosta celula 110kV Cristesti 2 CIC.

Schema normală are următoarele **unitati de transformare în rezerva:**

DET 1:

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

DET 2:

AT1,3 220/110 kV Turnu Magurele (pe perioada indisponibilității T4 400/110 kV Draganesti Olt, AT3 220/110 kV Turnu Magurele va fi în funcțiune pe bara 4 110 kV), T4 400/110 kV Gura Ialomitei, AT1 220/110 kV Ghizdaru;

DET 3:

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

DET 4:

AT1 220/110 kV Pestis, AT2 220/110 kV Mintia, AT4 400/220 kV Mintia, AT2 220/110 kV Iaz, T2 400/110 kV Oradea Sud

DET 5:

AT2 220/110 kV Cluj Floresti, AT2 220/110 kV Gheorghieni.

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 iarna 2018-2019, 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 iarna 2018-2019.

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 30°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 $P_{disp.net}$), 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 cuantumul rezultat ca fiind necesar, au fost considerate proportionale cu puterea instalata sau produsa;

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

Pentru schema cu N elemente in functiune: 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= $120\%I_{TC}$.

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 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;
- conectare LEA 110 kV Valea Calugareasca-Urziceni.

Reducerea productiei de la confidential la confidential este identificata ca fiind cea mai mica posibila in conditiile schemei de calcul B si in ipoteza de palier de consum (8000 MW) si sold (export 1000 MW) considerata.

Se mentioneaza ca in regimul R1 (varf seara primavara), palier consum 8100 MW, sold export 1000 MW, in conditiile schemei de calcul A, reducerea productiei este mai mica, 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
P _{max adm} CEE [MW]	confidential	confidential	confidential	confidential	confidential	confidential	confidential
Sold export [MW]	1000	800	1250	1000	1000	1000	1000
P _c [MW]	7700	9000	7800	9300	8000	9300	8000

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
	994								
	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
	91.4								
	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]	P _g CEE 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	confidential
			LEA 220 kV Barbosi-Filesti	LEA 400 kV Gutinas-Smardan	Conectare CT 110 kV Liesti si LEA 110 kV Liesti-Maxineni
2	confidential	confidential	LEA 110 kV Baltagesti-Gura Ialomitei	-	confidential
3	confidential	confidential	LEA 110 kV Topolog-Tulcea Vest	-	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	conectare LEA Valea Calugareasca-Urziceni

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	Palier de consum	Schema de calcul	Pealier consum [MW]	Prod. in CEE [MW]	Prod. in CEF [MW]	Prod. in CECC Petrom Brazi [MW]	Prod. in CNE [MW]	Sold export [MW]
R1	VsP	A	8100	confidential	confidential	confidential	confidential	1000
R2	GS	A	4700					800
R3	GS Paste	A	4200					500
R4	VSV 1 CNE, CEE=0	A	7550					700
R5*)	VDV	B	8000					1000
R6	VDV (pt. CPT)	B	8000					800
R7	VDV max	B	8300					1000
R8	VSV-NMFT	B	7900					-81
R9	VSV import	B	7600					-1000

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 redusa).

In tabelul de mai jos, pentru regimul de baza **R5** (palier varf dimineata vara), sunt reunite liniile a caror retragere din exploatare necesita in 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 II, cu reducere deficit S5)	confidential	confidential
LEA 400 kV Gutinas-Smardan (varianta II, cu 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

Pe baza rezultatelor de regim permanent se propun urmatoarele conditionari de regim pentru vara 2019.

confidential

6.5. Concluzii stabilitate statica

Se vor respecta puterile admisibile in sectiuni.

Punerea in functiune a L 400kV 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).

In vederea cresterii puterilor admisibile in sectiunile S2, S3 si S5, determinate de nivelul de tensiune din RED 110 kV aferente zonele statiilor 400/110 kV Suceava si Pelicanu, ar fi necesar sa se instaleze in instalatiile operatorilor de distributie sau ale consumatorilor baterii de condensatoare in vederea cresterii valorilor de tensiune in regimurile de functionare. Se vor solicita Operatorilor de distributie a luate in considerare propunerile la intocmirea Planurilor de perspectiva proprii.

Pentru a creste puterea evacuată din zona Dobrogea si zonele adiacente produsa in CEED 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

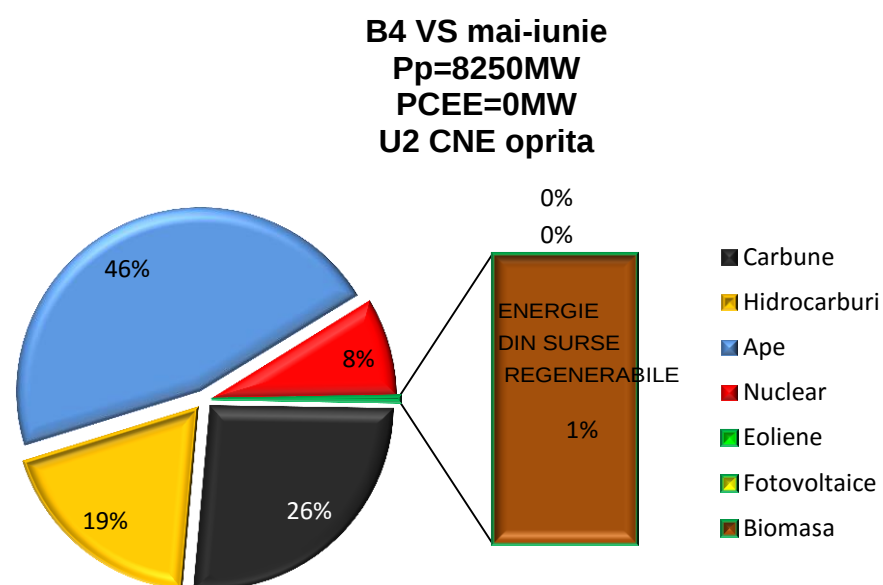
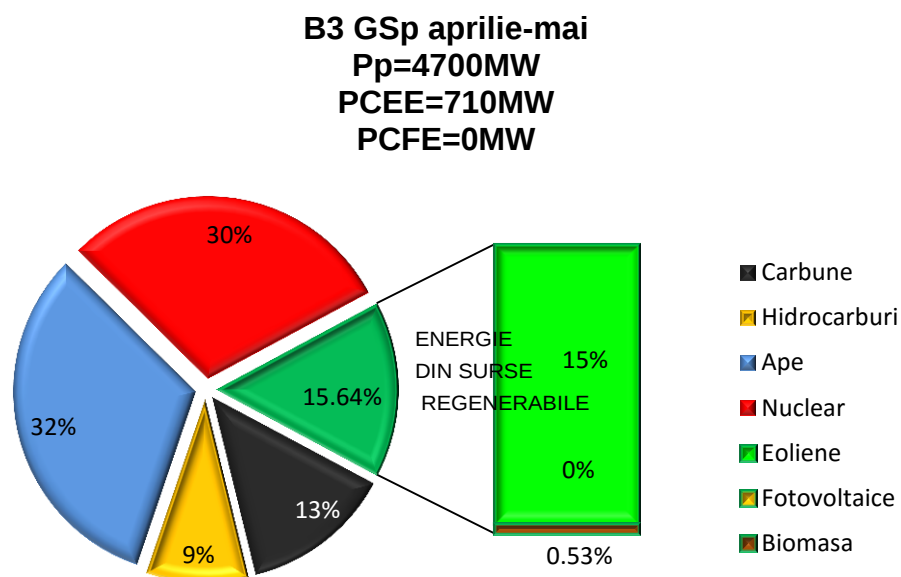
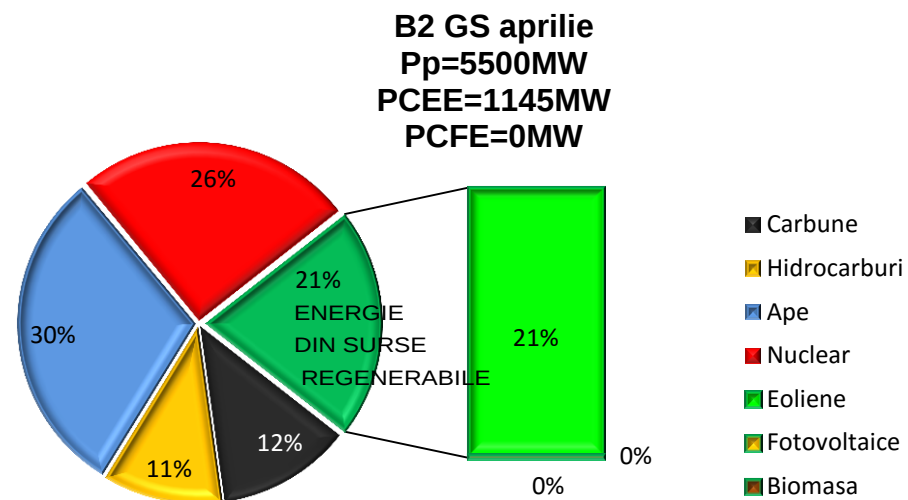
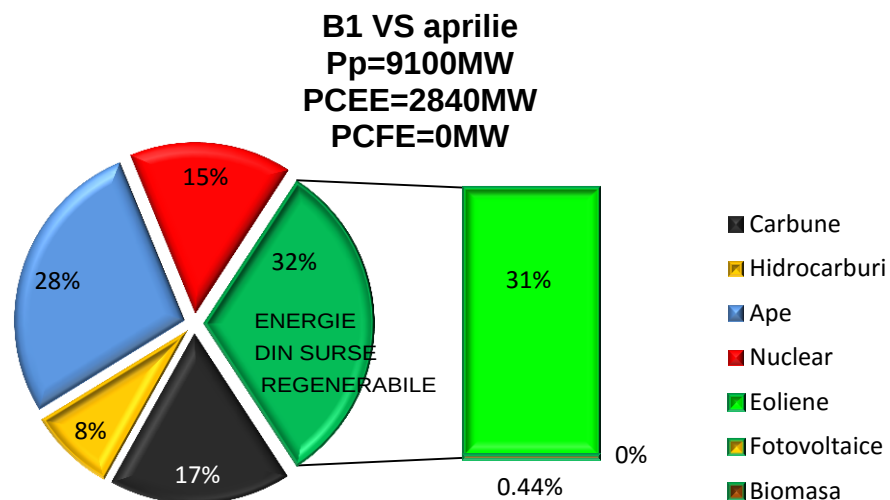
6.6. Concluzii generale

Concluzii generale privind urgentarea realizării unor*) dintre obiectivele investitoriale incluse în Planul de Dezvoltare a RET 2018-2027, în corelare cu scenariile definite prin Tema Studiului „Planificarea operațională a funcționării SEN în vara 2019”:

- Finalizarea rețehnologizării stației 400 kV Medgidia Sud și racordarea LEA 400 kV interconexiune RO-BG în st.400/110 kV Medgidia Sud;
- Punerea în funcțiune a LEA 400 kV Nadab – Oradea Sud (avantaje: creștere P_{adm}. S4, creștere NTC import, scădere CPT);
- Punerea în funcțiune a LEA 400 kV Smardan – Gutinas d.c. (1 c.e.);
- Punerea în funcțiune a celui de-al doilea AT- 400 MVA 400/220 kV Brazi Vest;
- Punerea în funcțiune a celui de-al doilea AT- 400 MVA 400/220 kV Iernut;
- Punerea în funcțiune a unei stații de injecție în centrul de consum al Municipiului București;
- Punerea în funcțiune a T3 - 250 MVA, 400/110 kV Sibiu Sud;
- Punerea în funcțiune a LEA 400 kV Portile de Fier – Resita.

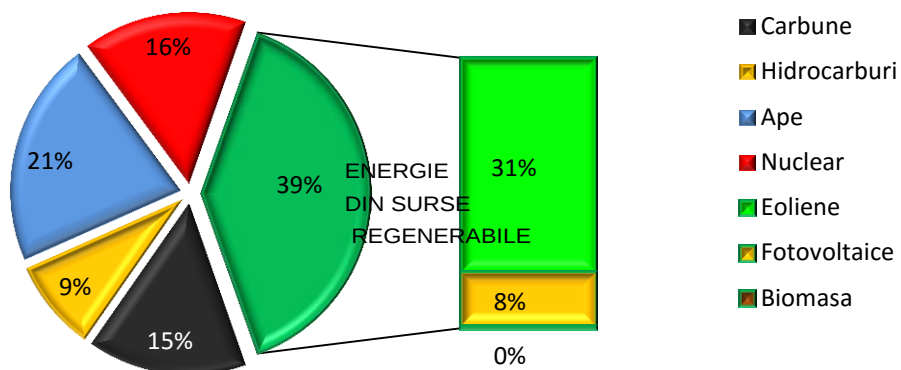
*) Studiul „Planificarea operațională a funcționării SEN în vara 2019” nu are ca obiectiv reluarea analizelor din studiile suport pentru elaborarea „Planului de Dezvoltare a RET pe 10 ani” pentru toate obiectivele investitoriale. Studiile suport utilizează scenarii pentru orizonturile de timp de 5 ani și 10 ani. Obiectivul studiului „Planificarea operațională a funcționării SEN în vara 2019” este precizat în cap. 1 Introducere și se referă la planificarea operațională la nivel de semestru.

Structura pe resurse a productiei brute din SEN in vara 2019 (valori procentuale)

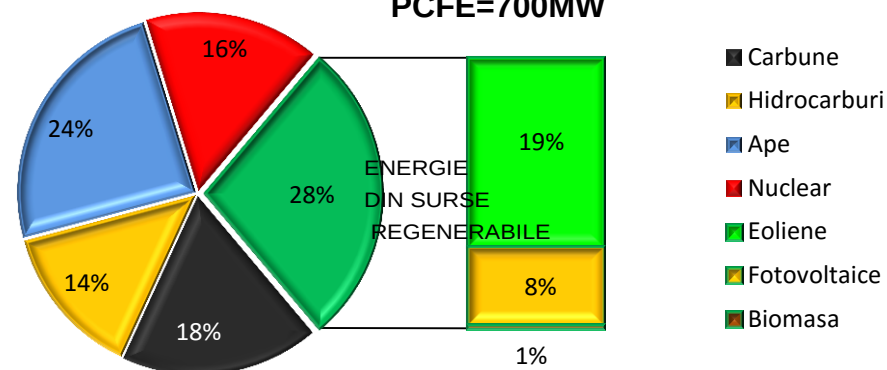


Structura pe resurse a productiei brute din SEN in vara 2019 (valori procentuale)

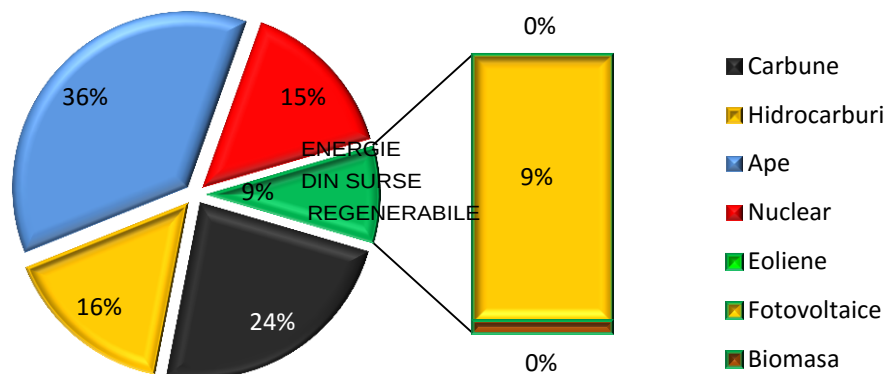
B5 Vd iul.-sept.
Pp=9000MW
PCEE=2795MW



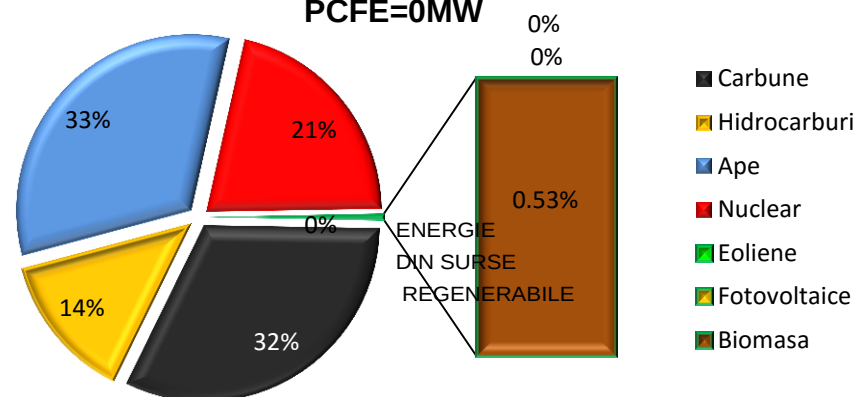
B6 Vd iul.-sept.
Pp=8800MW
PCEE=170MW
PCFE=700MW

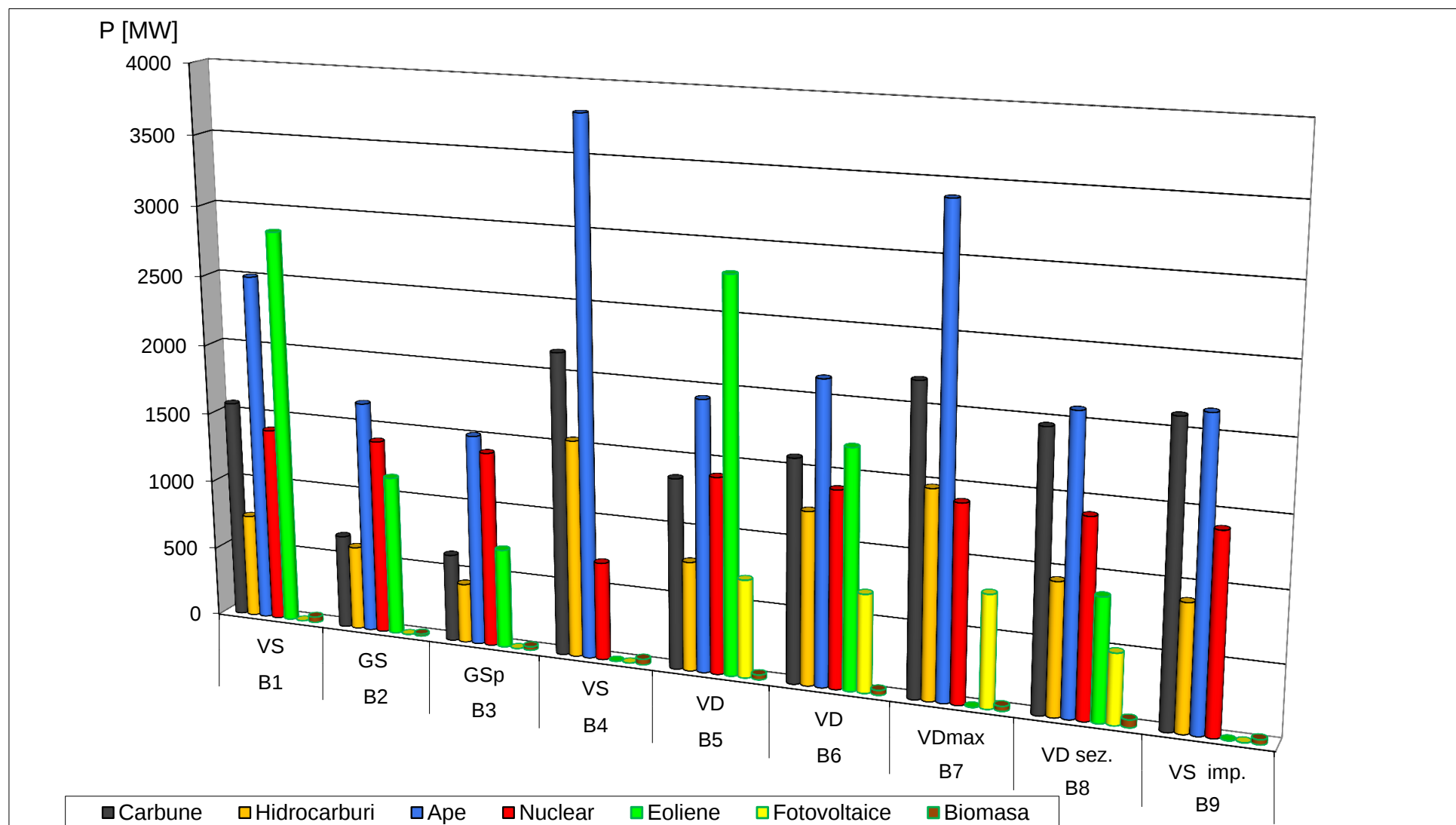


B7 VD max
Pp=9300MW
PCEE=0MW
PCFE=800MW



B9 VS iul.-sept.
(sold import)
Pp=6600MW
PCEE=0MW
PCFE=0MW





NTC ferme pentru luna aprilie 2019

Valorile NTC fiabile pe granitele Romaniei in **aprilie 2019** pentru licitatii lunare sunt :

NTC	1.04	2-5.04	6-7.04	8-10.04	11-12.04	13-14.04	15-17.04	18-19.04	20-21.04	22.04	23-25.04	26.04	27-28.04	29.04	30.04	
RO=>HU	600	500	550		400		400		450		400	550	600			a-JAO
HU=>RO	700															a-JAO
RO =>RS	600		550	500	300							500	550			a
RS =>RO	800								600			800				a
RO=>BG	250		350													a
BG=>RO	300		400													a
RO=>UA	50				0							50				a
UA=>RO	200		400									250	200	150		a
RO export	1500	1400	1500	1450	1050		1050		1100		1050	1450	1550			
RO import	2000		2300						2100			2150	2100	2050		

- TRM export / import in interfata RO 300 MW / 400 MW;