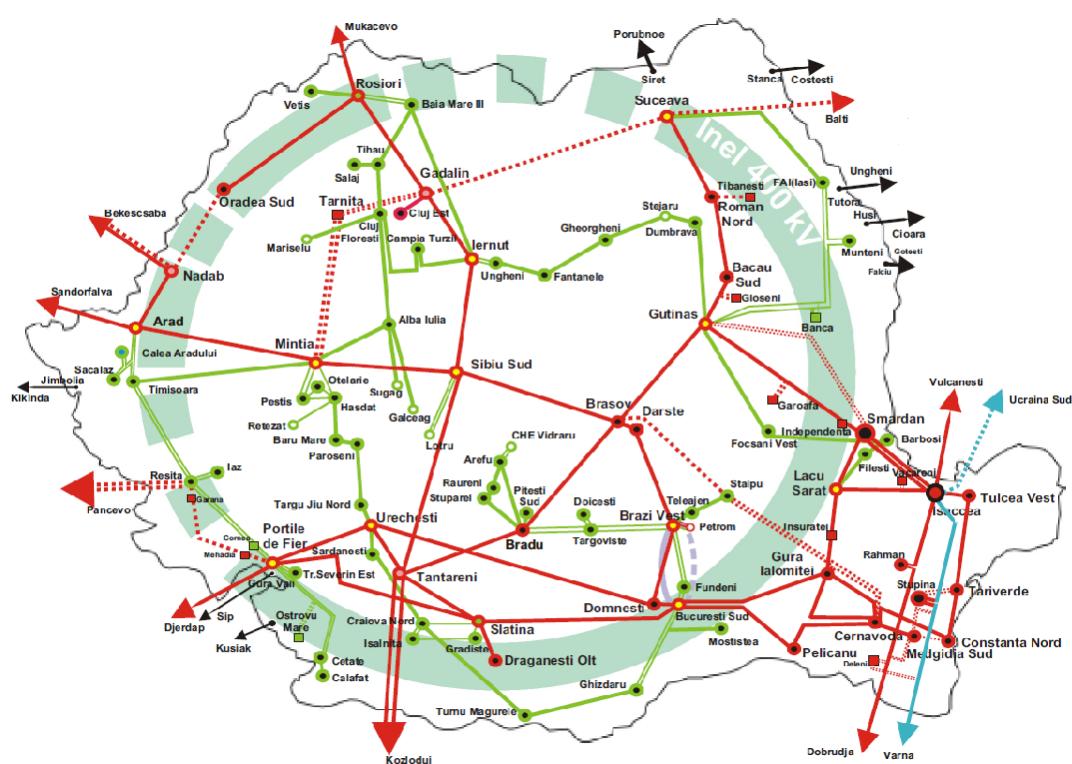


Unitatea Operatională - Dispecerul Energetic Național
Bd. Hristo Botev 16-18; sect.3; cod 030236 - București
Tel: 021 3035713; 021 3035613; Fax: + 40 21 3035 630

Planificarea operatională a funcționării SEN în iarna 2018-2019



Septembrie 2018

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



Compania Națională de Transport al Energiei Electrice
Transelectrica SA - Strada Olteni nr 2-4, cod poștal 030786, sector 3, București
România, Nr. înregistrare Oficiul Registrului Comerțului J40/8060/2000, Cod unic
de înregistrare 13328043, Telefon +4021 303 56 11, Fax +4021 303 56 10
www.transelectrica.ro

CUPRINS

1. INTRODUCERE	4
2. BALANTELE DE PUTERE	5
2.1. Consumuri inregistrate in ziua caracteristica din iarna 2017-2018	5
2.2. Consumuri inregistrate in iarna 2017-2018	7
2.4. Evolutia necesarului de energie electrica in iarna 2018-2019	11
2.5. Consumul intern brut mediu lunar prognozat pentru iarna 2018-2019.....	12
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. Schema de calcul	16
3.2. Variante de regimuri analizate	19
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	26
D. Verificarea criteriului de siguranta N-1 pentru regimurile de functionare.....	27
3.3.4. Analiza regimurilor de functionare in scheme cu retrageri.....	42
3.4. MANAGEMENTUL CONGESTIILOR.....	43
3.5. CAPACITATI NETE DE SCHIMB ALE SEN (NTC)	43
3.5.1 NTC sezoniere maxime negarantate, pentru topologie normala	43
3.5.2 NTC anuale prognozate indicative pentru anul 2019.....	45
3.5.3 NTC luna/sublunare ferme.....	45
4. VERIFICAREA STABILITATII STATICE	46
4.1 Sectiunea S1	47
4.2. Sectiunea S2	47
4.3. Sectiunea S3	48
4.4. Sectiunea S4	48
4.5. Sectiunea S5	52
4.6 Sectiunea S6	56
5. VERIFICAREA STABILITATII TRANZITORII SI A AUTOMATICILOR	60
6. CONCLUZII SI PROPUNERI DE MASURI	61
6.1. Propuneri pentru schema normala de functionare	61
6.2. Concluzii regimuri stationare.....	63
6.3. Conditionari de regim	68
6.4. Concluzii stabilitate statica.....	68
6.5. Concluzii stabilitate tranzitorie	68

ANEXE:

- 2.7.2 Structura pe resurse a productiei brute din SEN pentru iarna 2018 - 2019
- 3.11.1 Prognoza anuala a valorilor NTC si ATC lunare medii octombrie 2018 - septembrie 2019
- 3.11.2 NTC ferme pentru luna octombrie 2018

1. INTRODUCERE

Scopul studiului este de a fundamenta elementele de stabilire a schemei normale sezoniere, tinand cont de echipamentele disponibile din SEN (RET), de a determina masurile de regim la retragerea din exploatare a echipamentelor, de stabilire a puterilor admisibile prin sectiunile caracteristice ale SEN si de verificare a conditiilor de stabilitate tranzitorie si a automatizarilor de sistem. In baza acestui scop, studiul furnizeaza un instrument de lucru, utilizat în conducerea prin dispecer a SEN.

Studiul prezinta analiza si planificarea operationala a functionarii SEN in conditiile de balanta precizate in tema pentru perioada de iarna 2018 - 2019 si propune pe baza calculelor, schema normala de functionare pentru perioada analizata. Tema este prezentata in Anexa 1 si avizata in CTES cu aviz nr. 78 / 2018.

La elaborarea studiului s-a tinut cont de:

- Programul anual de retrageri echipamente din RET pentru anul 2018 (inclusiv linii de interconexiune);
- Programul anual de retrageri grupuri pentru anul 2018;
- informatii referitoare la perioada analizata de la ELCEN privind prognoza puterilor prioritare si de la ROMGAZ privind valorile puterilor contractate / estimate pentru unitatile dispecerizabile din CTE lernut;
- informatiile primite de la Operatorii de Distributie referitoare la consumatori (evolutie consum, puneri in functiune a unor statii noi in RED).

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

S-au facut calcule tinând cont de nivelurile de consum, balantele de productie si valorile soldului prognozate pentru perioada de timp considerata.

S-a considerat pentru perioada de iarna o balanta de puteri cu o productie la vîrf de 10300 MW, care acopera un consum intern de 9300 MW la vîrful mediu de sarcina si un sold de export de 1000 MW, considerand o functionare fara insule de consum. S-au luat in considerare si situatii cu productie maxima in CEE si export, cat si varianta cu productie zero in CEE si sold zero pentru varf de sarcina mediu si maxim.

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

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

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

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

Capitolul de stabilitate tranzitorie include:

- verificarea stabilitatii CNE Cernavoda si a zonei, la functionare cu 2 unitati in CNE Cernavoda, varf de sarcina si productie mare in centrale eoliene, in schema normala si scheme cu retrageri; identificarea posibilitatilor de acordare a 1-2 retrageri neplanificate pe linii din zona Dobrogea;
- verificarea stabilitatii zonei Portile de Fier si a interconexiunii.

2. BALANTELE DE PUTERE

2.1. Consumuri inregistrate in ziua caracteristica din iarna 2017-2018

Inregistrarea valorilor (instantanee) consumului intern brut pentru palierile caracteristice de functionare în iarna 2018 s-a facut în ziua de miercuri 17 ianuarie 2018 (pentru vârful de dimineata, vârful de seara și golul de noapte) si noaptea de 21/22 ianuarie (pentru golul de sarbatoare).

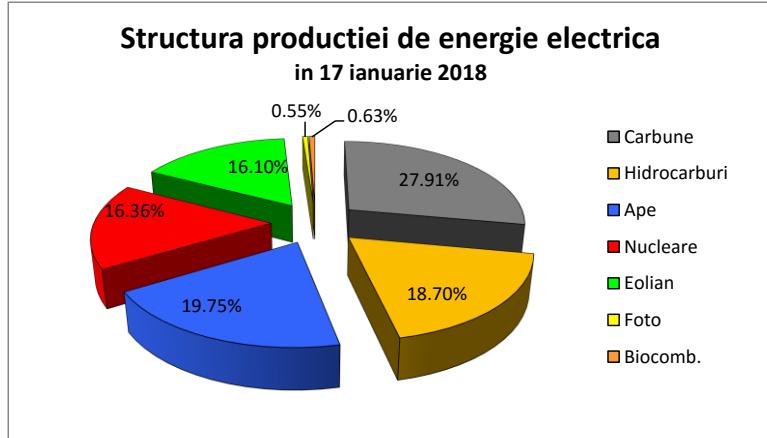
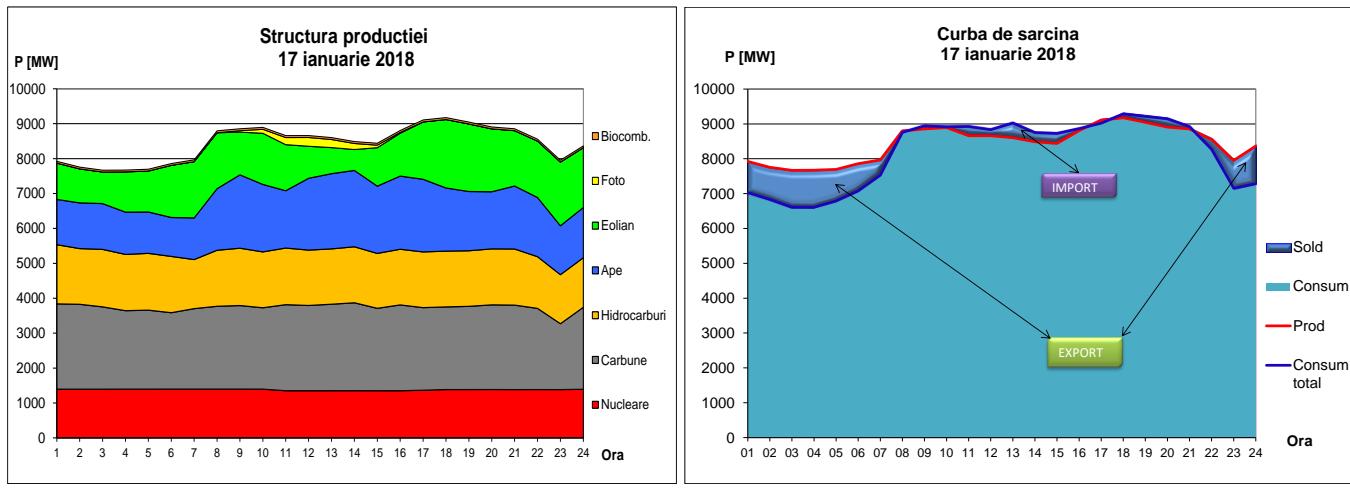
Valorile consumurilor inregistrate pe ansamblul SEN la palierele caracteristice în ziua caracteristica au fost:

17 ianuarie 2018

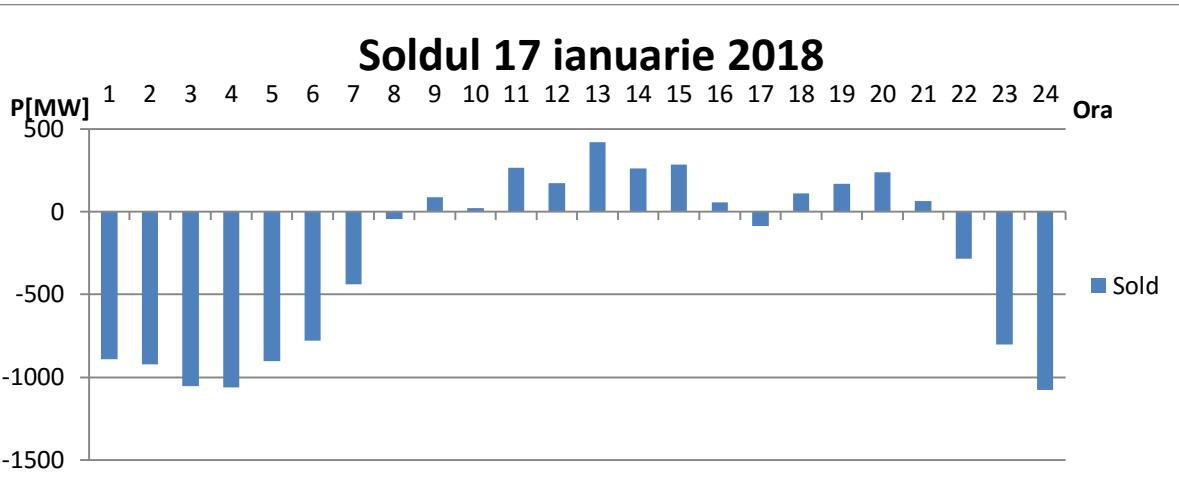
- vârful de dimineată: 8917 MW ora 10
- vârful de seară: 9217 MW ora 19
- golul de noapte: 6610 MW ora 04

22 ianuarie 2018

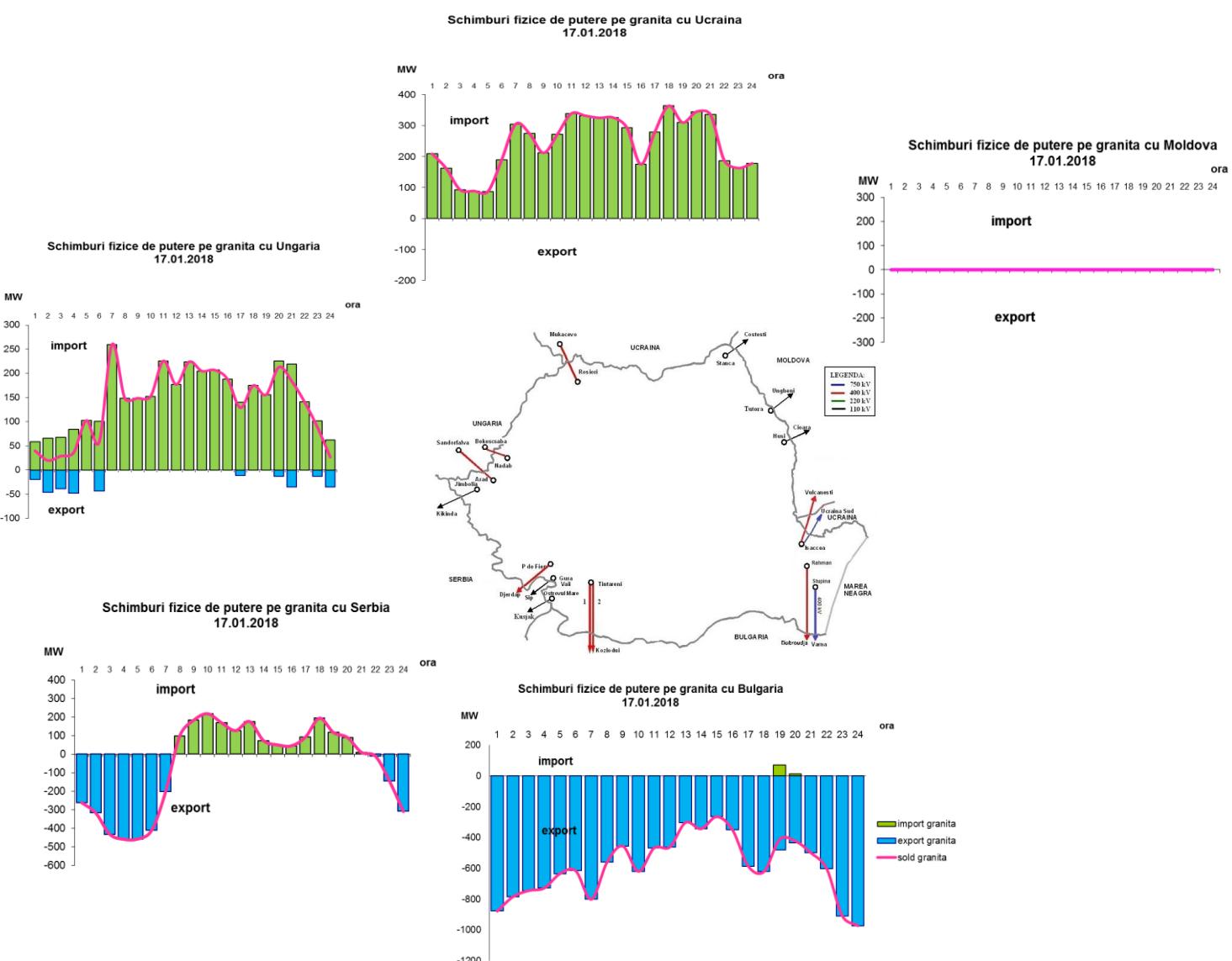
- golul de sărbătoare: 6244 MW ora 04 .



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.



Schimburi fizice pe granite in ziua caracteristica de iarna – 17 ianuarie 2018



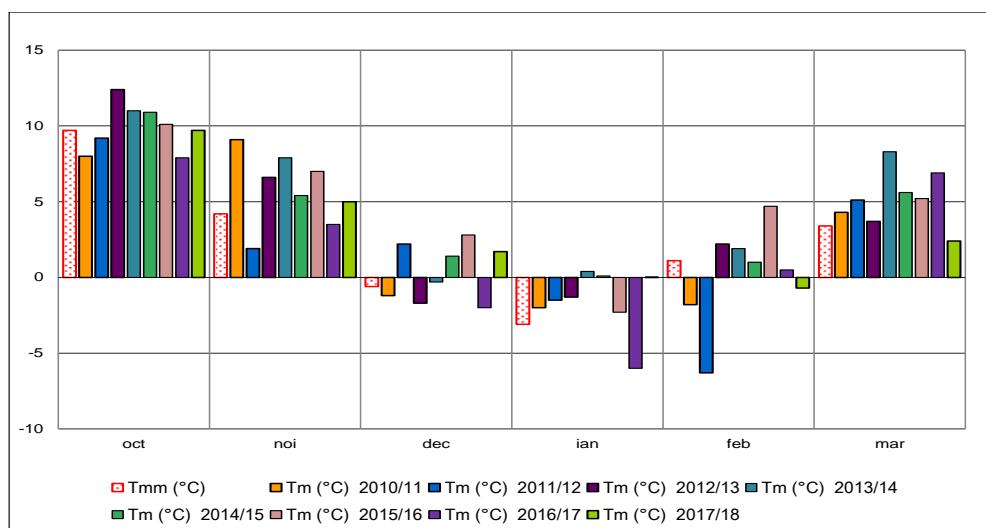
2.2. Consumuri înregistrate în iarna 2017-2018

Iarna 2017-2018 a fost o iarna blanda, cu temperaturi usor mai ridicate decât media multianuala, exceptie facand luna februarie si inceputul lunii martie, cand au fost temperaturi scazute si caderi consistente de zapada.

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

Tm- temperatura medie lunara

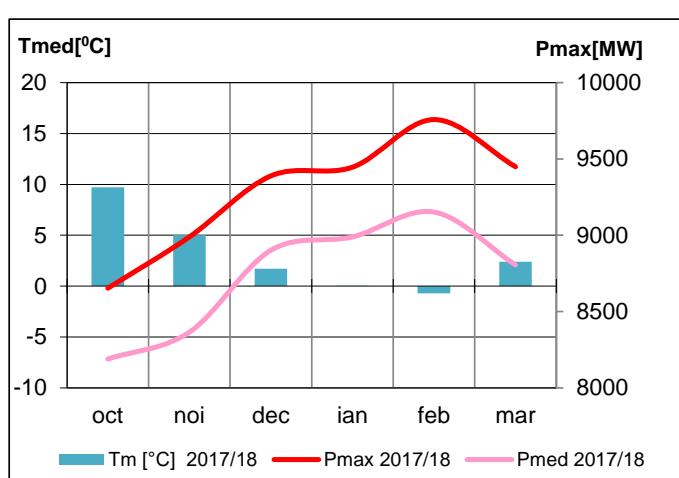
Tm_m- temp. medie lunara multianuala



Variatia de temperatura a dus la o crestere a consumului intern brut maxim in lunile cu temperaturi scazute.

Valoarea maxima a consumului intern brut realizat in perioada analizata a fost de 9758 MW inregistrat in ziua de miercuri 28 februarie 2018 ora 19. Valoarea minima a consumului intern brut a fost inregistrata in noaptea de duminica spre luni 2 octombrie 2017 ora 2 fiind de 5068 MW.

Luna	Tm [°C] 2017/18	Pmax 2017/18	Pmed 2017/18
oct	9.7	8653	8189
noi	5	8989	8365
dec	1.7	9389	8902
ian	0.01	9446	8989
feb	-0.7	9758	9152
mar	2.4	9449	8805



Tabelul 2.2.1 Consumuri inregistrate in iarna 2017-2018

Studiu fct SEN 2017-2018	Realiz. 2017-18	Vd-max/ ora	Vd-med/ ora	Vs-max/ ora	Vs-med/ ora	GS-min/ora	GS-med/ ora
Vsmed/Vdmed-9300/8800	Octombrie	8147	9	7680	9	8653	20
	Noiembrie	8781	10	7917	10	8989	18
	Decembrie	9121	10	8464	10	9389	18
Exp. 500/1000	Ianuarie	9385	10	8859	10	9446	18
	Februarie	9595	10	9037	10	9758	19
	Martie	9449	9	8759	10	9424	19
Gsmed-5000	Val.media	9080		8453		9277	
						8734	
							5427
							5861

Studiu fct SEN 2017-18	Realiz. 2017-18	Vd-max/ ora	Vd-med/ ora	Vs-max/ ora	Vs-med/ ora	GS-min/ora	GS-med/ ora
Vsmed/Vdmed-9300/8800	Decembrie	9121	10	8464	10	9389	18
	Ianuarie	9385	10	8859	10	9446	18
	Februarie	9595	10	9037	10	9758	19
Exp. 500/1000	Val.media	9367		8787		9531	
						9014	
							5466
							6025

Studiu fct SEN 2017-18	Realiz. 2017-18	Vd-max/ ora	Vd-med/ ora	Vs-max/ ora	Vs-med/ ora	GS-min/ora	GS-med/ ora
Vsmed=8500	Octombrie	8147	9	7680	9	8653	20
	Noiembrie	8781	10	7917	10	8989	18
	Decembrie	9121	10	8464	10	9389	18
Export= 1000	Ianuarie	9385	10	8859	10	9446	18
	Februarie	9595	10	9037	10	9758	19
	Val.media	9367		8787		9531	
Gsmed=5000	Martie	9449	9	8759	10	9424	19
	Export= 500	8792		8119		9022	
	Val.media	8792		8119		9022	
						8453	
							5387
							5697

Vd-varf de dimineata,

Vs-Varf de seara,

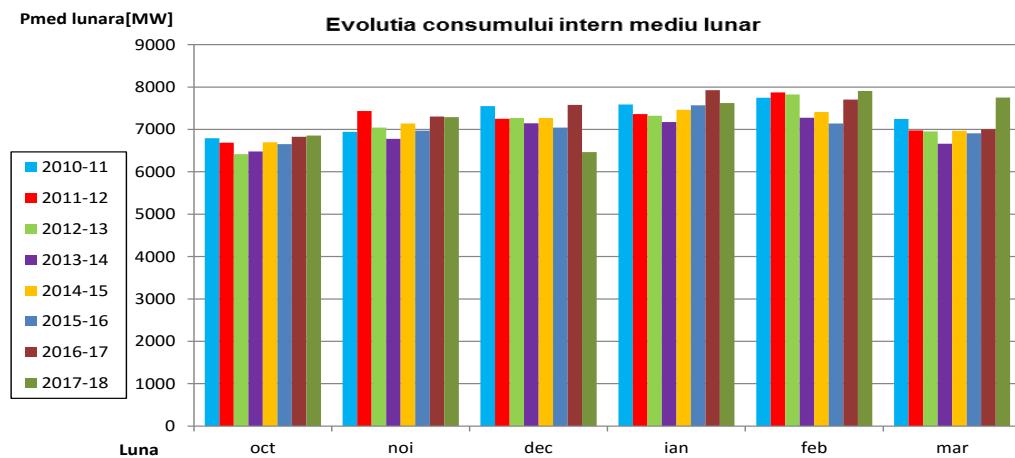
GS-Gol de noapte de sarbatoare,

Gn-Gol de noapte pentru zi lucratoare

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

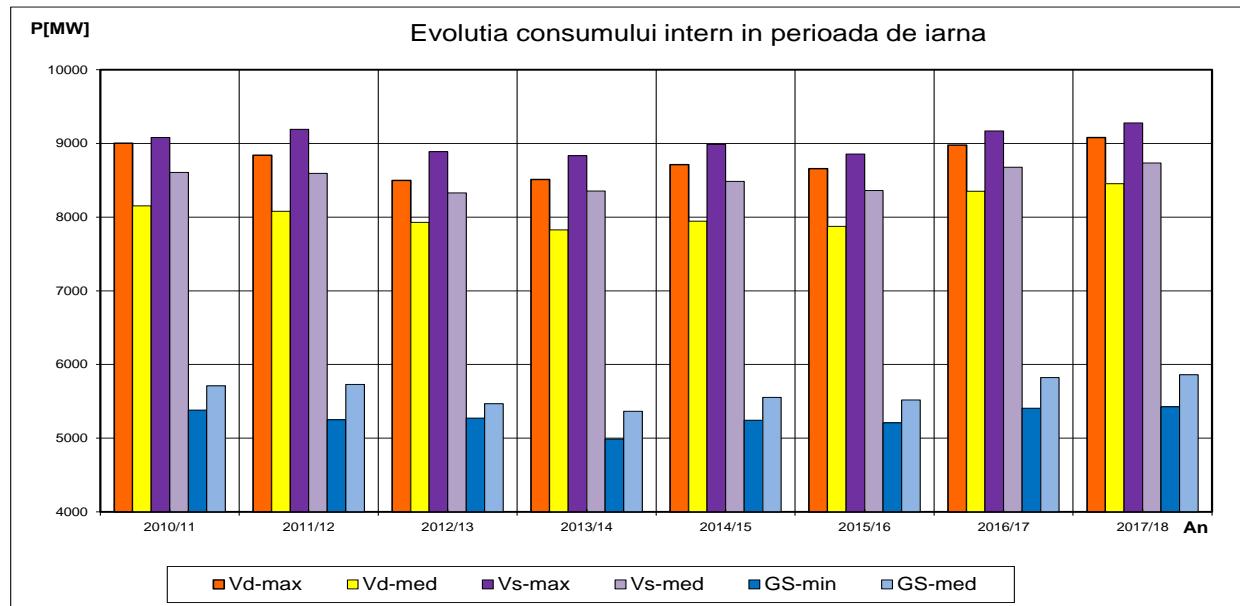
Consum intern brut mediu lunar

Pmed	2010-11	2011-12	2012-13	2013-14	2014-15	2015-16	2016-17	2017-18
lunara	[MW]							
oct	6795	6687	6416	6481	6697	6652	6828	6856
noi	6942	7432	7045	6777	7142	6971	7303	7289
dec	7550	7249	7268	7145	7270	7046	7577	6464
ian	7587	7363	7325	7173	7461	7568	7925	7622
feb	7749	7874	7824	7277	7409	7142	7704	7906
mar	7244	6977	6951	6664	6966	6911	7004	7754



Evolutia consumului intern brut (medie semestrială) inregistrat la palierile caracteristice in anii 2010÷2017 este prezentat in graficul urmator:

anul	Vd-max	Vd-med	Vs-max	Vs-med	GS-min	GS-med
2010/11	9002	8153	9081	8607	5380	5710
2011/12	8839	8080	9192	8594	5250	5730
2012/13	8499	7928	8888	8328	5273	5468
2013/14	8512	7828	8833	8353	4989	5366
2014/15	8711	7944	8986	8485	5244	5554
2015/16	8658	7875	8857	8359	5209	5517
2016/17	8979	8352	9168	8678	5408	5823
2017/18	9080	8453	9277	8734	5427	5861



Diagnoza valorilor folosite la studiul anterior

Analiza comparativa a progronezei de consum intern brut si a rezultatelor inregistrate in iarna 2017-2018 a condus la obtinerea unei valori a **abaterii progronezei sub 3,6%** pentru toate perioadele analizate, abatere care nu a influentat rezultatele si concluziile studiului.

Abaterea de progrona a consumului intern brut considerat in studiul anterior „Planificarea operationala a SEN in iarna 2017-2018” fata de valoarea consumului realizat este :

Perioada 2017-18	Tip palier consum		Valoare Realizat	Valoare Estimat	Abatere progrona fata de valoarea realizata
	Vs Octombrie	Val.med.			
GS Octombrie (Gol sarbatoare)	Val.min.	5068	5000		-1,3%
Vs toamna - primavara	Val.med.	8453	8500		0,5%
Vsmed dec.-feb.	Val.med.	9014	9300		3,0%
Vdmed dec.-feb.	Val.med.	8787	8800		0,1%
Vs ian.-iarna grea	Val.inst.	9758	9700		-0,6%

Pentru palierele de varf (valorii medii) s-au inregistrat abateri de progrona pozitive (consumul realizat<progrona) ceea ce semnifica o valoare acoperitoare a progronei. Abaterea progronei negative (consumul realizat>progrona) se inregistreaza la palierul de gol, ceea ce semnifica o valoare acoperitoare a progronei, dar si la palierul Vs maxim (in condiditii de iarna grea) cand datorita temperaturilor scazute din perioada de iarna (vezi subcapitolul 2.2) valoarea maxima instananea a consumului intern brut a depasit valoarea estimata cu 0,6%.

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

2.3. Valori NTC

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

Alocarea se face in licitatii anuale, lunare, zilnice si intra-zile:

- licitatii bilaterale comune pe granitele cu Ungaria, Serbia si Bulgaria, la nivel anual si lunar, cu Serbia si Bulgaria la nivel zilnic si cu Ungaria si Serbia la nivel intra-zilnice; pe granita cu Ungaria alocarile se fac pe piata cuplata 4M MC.

In graficele de mai jos sunt reprezentate pentru perioada octombrie 2017 - martie 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 zilei (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).

Fig.2.3.1

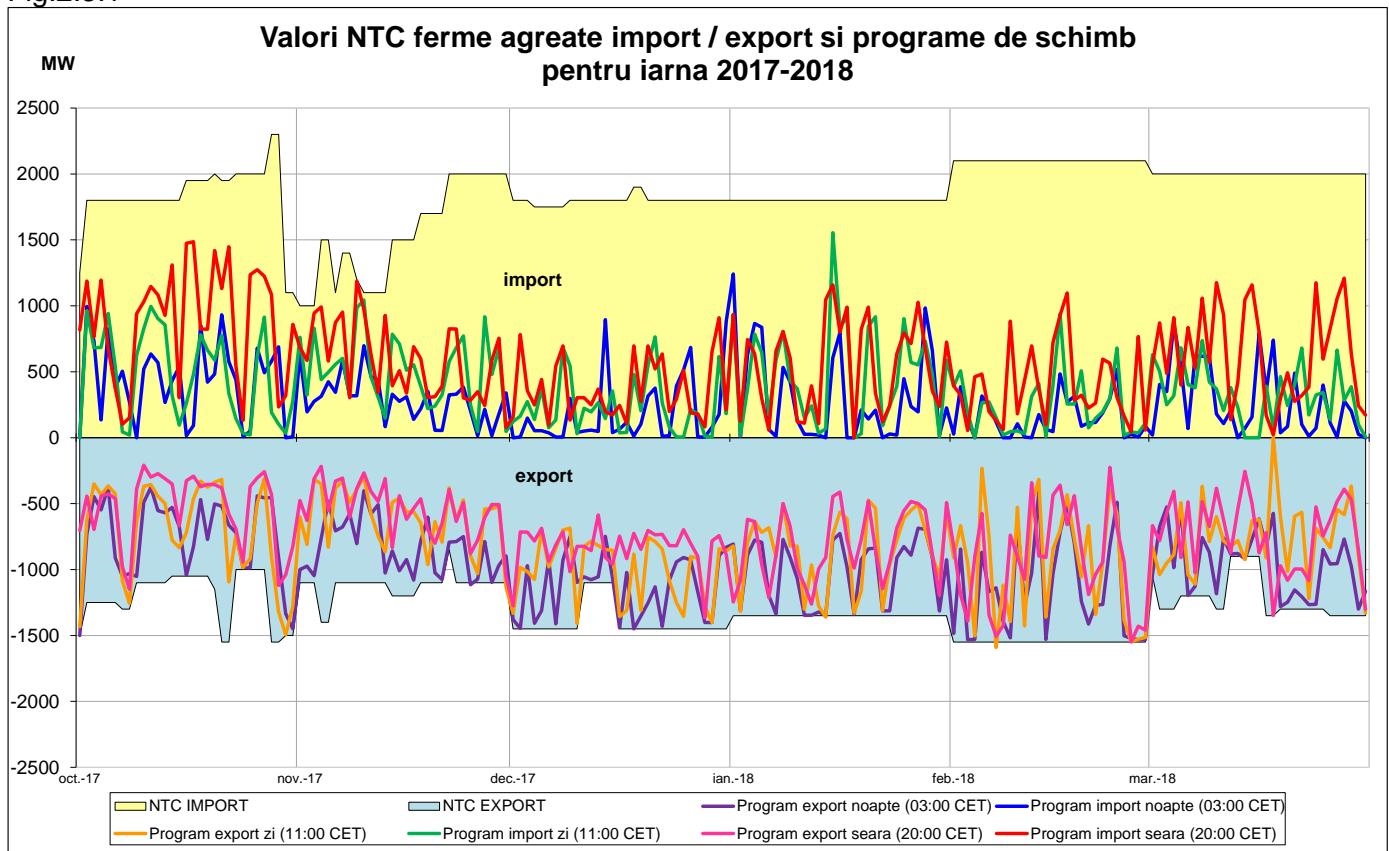
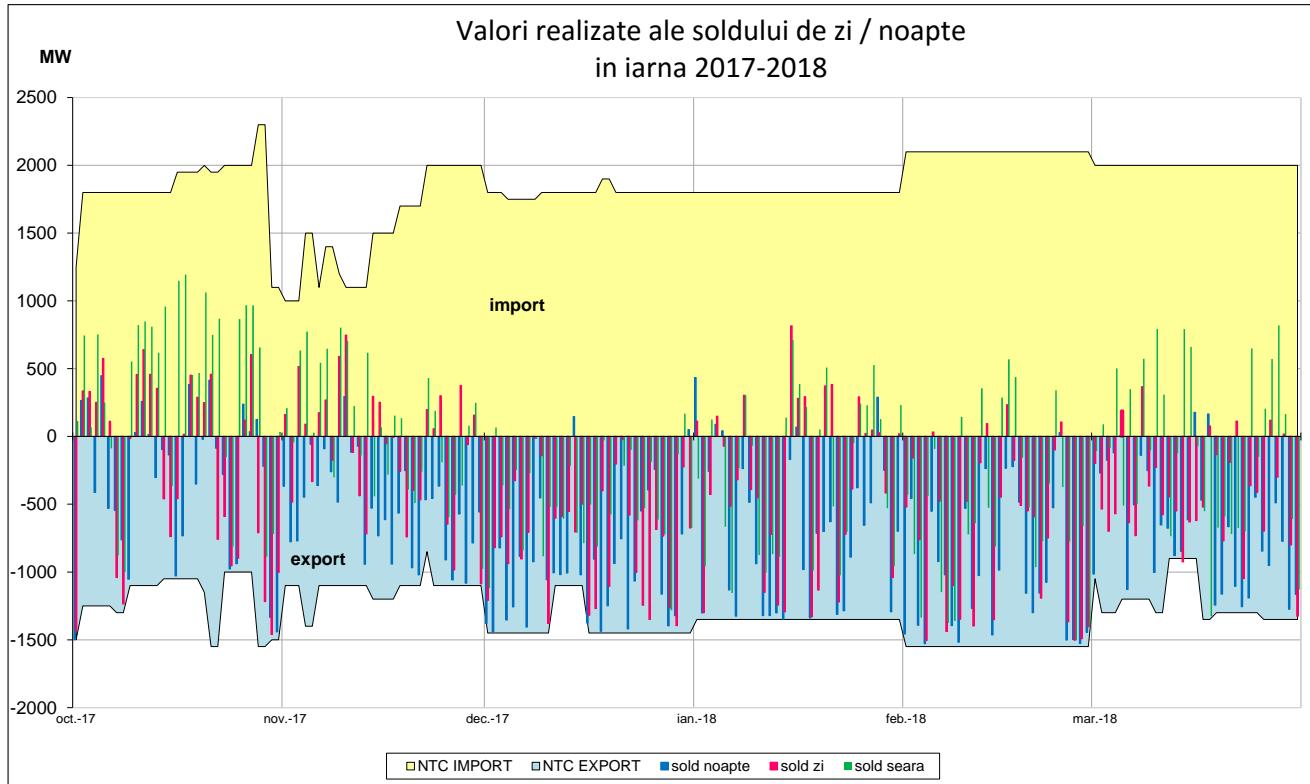


Fig.2.3.2



2.4. Evoluția necesarului de energie electrică în iarna 2018-2019

Previziunile macroeconomice oficiale disponibile în iarna anului 2018 corespund unei creșteri economice accelerate a României, cu ritmuri medii anuale ale PIB de 5,5% în 2018 și respectiv 5,7 în 2019, conform Comisiei Naționale de Prognoză.

Prognoza de primăvară a Comisiei Europene prevede de asemenea o creștere 4,5% a economiei românești în 2018.

Deși valorile înregistrate în acest an prefigurează o creștere a consumului intern net de energie electrică în primul semestru de cca. 2,2%, fata de primul semestru al anului 2017, *Scenariul de referință* analizat în acest studiu prevede însă pentru perioada de iarnă 1 octombrie 2018 - 31 martie 2019 o decuplare în continuare a cererii interne de energie electrică de creșterea economică și menținerea consumului la nivelul înregistrat în aceeași perioadă din iarna 2017-2018.

Tabel 2.4.1. Evolutia necesarului de energie electrica in iarna 2018-2019

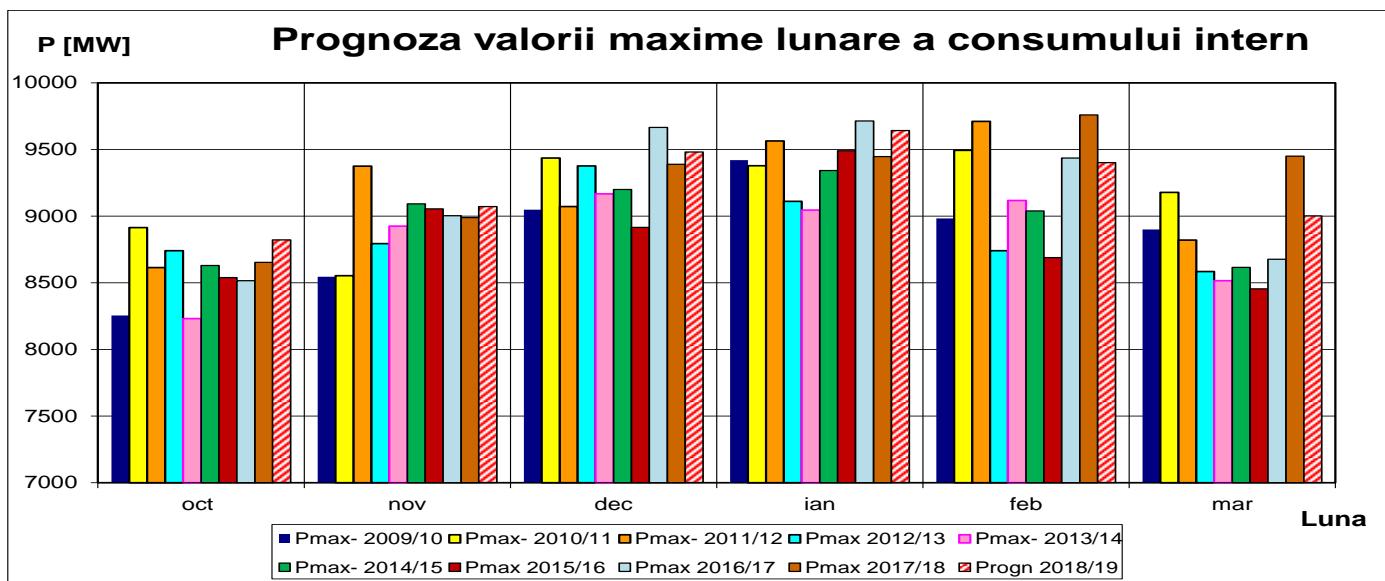
	GWWh	2018			2019		
		oct	nov	dec	ian	feb	mart
ENERGIE ELECTRICA							
Consum intern brut		5160	5300	5550	5780	5150	5390
Sold export-import		340	329	340	340	307	340
Productie bruta		5500	5629	5890	6120	5457	5730
PUTERI DE GOL							
Consum intern brut - minim	MW	5120	5430	5360	5500	5770	5550
Sold export-import		457	457	457	457	457	457
Putere produsa minima		5577	5887	5817	5957	6227	6007
PUTERI DE VARF							
Consum intern brut - maxim	MW	8820	9070	9480	9640	9400	9000
Sold export-import		457	457	457	457	457	457
Putere produsa maxima		9277	9527	9937	10097	9857	9457

2.5. Consumul intern brut mediu lunar progozat pentru iarna 2018-2019

S-au analizat inregistrarile consumului intern brut pentru perioada de iarna din anii anteriori, cît și valorile progozate în cadrul Programului Modelare Piete de Energie și Prognoze (PMPEP) - valori maxime/minime lunare la palierile caracteristice.

Conform datelor MPEP, valorile VSmax progozate pentru iarna 2018-2019 sunt:

Luna	Pmax- 2009/10	Pmax- 2010/11	Pmax- 2011/12	Pmax 2012/13	Pmax- 2013/14	Pmax- 2014/15	Pmax 2015/16	Pmax 2016/17	Pmax 2017/18	Pmax 2018/19
oct	8255	8914	8613	8741	8231	8629	8539	8515	8653	8820
nov	8545	8553	9374	8793	8925	9091	9054	9003	8989	9070
dec	9048	9435	9072	9376	9166	9199	8915	9665	9389	9480
ian	9420	9377	9564	9110	9045	9341	9490	9714	9446	9640
feb	8983	9493	9710	8741	9116	9038	8688	9435	9758	9400
mar	8900	9177	8820	8584	8515	8615	8455	8676	9449	9000



Pornind de la valorile consumului maxim progozate și utilizând coeficienți de curba de sarcină s-au obținut valorile medii progozate pentru palierele de varf și de gol care se analizează.

In acest studiu s-au considerat și s-au analizat 5 palieri de consum pentru care sunt elaborate 7 balante de producție considerând soldul corespunzător perioadei.

Tabelul 2.5.

Codif. balanta	Producție SEN [MW]	Consum SEN [MW]	Palier de consum	Perioada de calcul	Termoficare	Producție		Sold exp. [MW]	
						RES [MW]	CNE		
						CEE	CEF [MW]		
B1	9300	8500	VS t-p	oct	NU	max adm	0	1400	800
B2	5500	5000	Gs t-p	oct	NU	max adm	0	1400	500
B3	10300	9300	VS I	dec-feb	DA	max adm	0	1400	1000
B4	10800	9800	VS I max	dec-feb	DA	max adm	0	1400	1000
B5	8600	8900	VD I	dec-feb	DA	1300	350	1400	-300*
B6	9300	9300	VS I	dec-feb	DA	0	0	1400	0
B7	9800	9800	VS I max	dec-feb	DA	0	0	1400	0

*)in conformitate cu BCE sezonier

În consumul proiectat sunt cuprinse și consumurile serviciilor proprii ale centralelor (între 425 MW și 737 MW, în funcție de palierul de sarcină și de structura producției în funcție de tipul de combustibil) și pierderile de putere activă în rețelele electrice: RET și RED.

2.6. Capacități de producție

Situatia capacitatilor de producție din SEN la data de 1 IULIE 2018 și care sunt estimate ca vor fi disponibile pentru iarna 2018-2019 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	24604	21688	19758	3822	20782
Total carbune	6240	5190	4373	1407	3692
din care C.E.Oltenia	4230	3240	2906	1100	3130
din care C.E.Hunedoara	1225	1225	943	168	1057
Total hidrocarburi	5654	3888	3400	1963	3692
Total apa	6761	6663	6328	372	6390
Total Nucleara	1413	1413	1300	0	1413
Total eoliana	3030	3030	2976	22	3008
Total Solară	1375	1375	1259	55	1320
Total biomasa și biogaz	130	130	121	4	127
Total Geotermală	0.05	0.00	0.00	0.05	0.00

unde:

$$Pi = Pneta + Csi + Csg + Ptb$$

$$Pi = Pd + Rpp$$

$Pi = Ci + Pi$ gr. Conservare+ Pi gr. Retruse pe intervale mai mari de un an

Pi = Putere instalată

$Pneta$ = Puterea netă

Ci = Capacitate instalată

Pd = Puterea disponibilă

Csi = Puterea consumată în serviciile proprii ale generatorului

Csg = Cota parte din consumul serviciilor generale

Ptb = Consumul în transformatorul de bloc

Rpp = Reducerile permanente de putere

2.7. Variantele de balanță

Modul de acoperire a consumului intern brut și a soldului la diferite palieri de consum este prezentat în tabelul următor considerând diferite structuri ale puterii produse pe tipuri de combustibil.

La stabilirea grupurilor care participă la producția necesară acoperirii consumului și soldului detaliată în anexa 2.7.1. s-a tinut cont de:

- Programul anual de retrageri grupuri pentru anul 2018, atât pentru grupuri termo cat și pentru grupuri hidro,
- informații referitoare la perioada analizată primite de la ELCEN privind prognoza puterilor prioritare și de la ROMGAZ cu valorile puterilor contractate / estimate pentru unitatile dispecerizabile din CTE lernut,
- informațiile primite de la Operatorii de Distribuție referitoare la consumatori (evoluție consum, puneri în funcțiune a unor stații noi în RED).

Tabelul 2.7.

Codif. balanta	Productie SEN [MW]	Consum SEN [MW]	Palier de consum	Productie RES			Productia in centrale mari [MW]				Sold [MW] Exp.
				eoliana [MW]	fotovolt. [MW]	biomasa [MW]	Termocentrale Cârb	Hidrocarb	CNE	Hidro	
B1	9300	8500	VS T	2835*	0	60	1960	395	1400	2295	800
B2	5500	5000	Gs T	2400**	0	35	790	201	1400	462	500
B3	10300	9300	VS I	2835*	0	50	2420	905	1400	3760	1000
B4	10800	9800	VS I max	2000	0	50	3060	1065	1400	2245	1000
B5	8600	8900	VD I	1300	350	50	3280	925	1400	2150	-300
B6	10300	9300	VSI	0	0	50	3260	1265	1400	1670	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 octombrie 2017 la varf de sarcina fara termoficare si la gol de sarcina – considerat palierul cu cea mai redusa valoare a consumului intern brut la palierul de gol de noapte din cadrul intregii perioade analizate. In cazul balantei **2** s-a determinat puterea maxima care ar putea fi produsa in centralele eoliene in conditii de asigurare a rezervelor pentru servicii de sistem (adecvanta sistemului).

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

Balanta **4** este conceputa pentru verificarea comportarii sistemului in conditiile de consum crescut (iarna grea) la palierul varf de seara la care productia in centralele electrice eoliene este maxima si sold de export 1000 MW.

Balanta **5** propune o varianta de structura a productiei brute pentru acoperirea consumului la varful de dimineata si a soldului progozat considerandu-se o productie in CEF=350 MW si CEE=1300 MW si sold de import=300 MW.

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

Balanta **7** prezinta o structura a productiei brute pentru acoperirea consumului la varful maxim de seara in conditii de iarna grea, fara productie in CEE si CEF si cu sold zero, considerandu-se o productie redusa in unitatile de productie care utilizeaza drept combustibil principal gazele.

Anexele **2.7.2 - 1** si **2** contin structura pe resurse a productiei in SEN corespunzatoare balantelor, in valori absolute si in procente.

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

2.8. Servicii tehnologice de sistem

confidential

3. REGIMURI STATIONARE DE FUNCTIONARE A SEN

Acet capitol are ca scop analiza regimurilor stationare de functionare a SEN in perioada 1.10.2018 – 31.03.2019.

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

Modelul retelei externe pentru sezonul de iarna 2018-2019 furnizat in anii precedenti in cadrul grupului de lucru NM & FT din cadrul ENTSO-E nu este disponibil nici la momentul finalizarii acestui studiu.

S-au utilizat doua modele ale retelei externe, unul pentru regimurile de varf de iarna (seara sau dimineata) si unul pentru regimul de gol noapte sambatoare. Acestea au fost realizate pornind de la CGM-uri (Common Grid Models) din sezonul precedent (iarna 2018), adica fisiere de tip DACF agregate, care au fost prelucrate prin echivalare retelelor indepartate.

Modelul retelei externe pentru palierile de varf de sarcina este asimilat unui varf dintr-o zi de miercuri din sezonul de iarna precedent, luna ianuarie, ora 20:30 CET (17.01.2018).

Modelul retelei externe pentru palierul de gol de sarcina este asimilat unui gol dintr-o zi de sambatoare din sezonul de iarna precedent, luna octombrie, ora 3:30 CET (23.10.2017).

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 Tantaren-Kozlodui* (doar un circuit in functiune, unul in rezerva)
- *LEA 400 kV Rahman-Dobrudja*
- *LEA 400 kV Stupina-Varna*
- *LEA 400 kV Arad-Sandorfalva*
- *LEA 400 kV Nadab-Bekescsaba*. S-a considerat ca linia 400 kV Oradea Sud-Nadab nu este in functiune.

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

Au fost analizate regimuri stationare de functionare in:

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

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

- incadrarea tensiunilor si curentilor in limitele admisibile in regimuri de durata cu respectarea criteriului de siguranta (N-1);
- optimizarea ploturilor de functionare pentru unitatile de transformare modelate, in scopul reducerii pierderilor in SEN;
- determinarea restrictiilor in functionare, respectiv a conditionarilor de regim;
- debuclarea retelei de 110 kV in toate zonele in care aceasta este in paralel cu reteaua 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 S4, S5 si S6;
- determinarea capacitatilor de schimb (NTC);
- schimb de putere reactiva apropiat de zero pe liniile de interconexiune.

3.1. Schema de calcul

S-a considerat o schema de calcul pentru perioada analizata.

Retragerile de lunga durata din exploatare, pentru lucrari de RTh sunt cele cuprinse in **programul anual de retrageri (PAR) 2018, avizat**. Se tine cont si de indisponibilitati, de puneri in functiune, de decalari 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 reteaua 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.

DET 1:

- LEA 110 kV Razboieni-Roman Nord, LEA 110 kV Vatra-Targu Frumos si LEA 110 kV Barlad-Glavanesti se mentin in functiune;
- LEA 110 kV Ostrov-Zatna-Lebada-Lunca-Lacu Sarat, circ.1 si 2 va fi deconectata in statia Ostrov.

- RTh Dumbrava:

Este realizata LEA 220 kV Gutinas-Stejaru provizorat, **cu** injectie in statia 220 kV. LEA 220 kV Gutinas-Dumbrava si Dumbrava-Stejaru se retrag in aceasta perioada;

- Lucrarea de intarire a evacuarii productiei CEE Corni+Cudalbi, prin construirea noii LEA 110 kV Cudalbi - ICM Tecuci este in desfasurare, dar nu este finalizata;

- RTh Focsani Vest

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 **statia Baraganu:** legatura intre statiile 110 kV Gura Ialomitei si Lacu Sarat se face pe doua din cele trei cai, calea prin statia Dudesti fiind intrerupta; masura de regim aferenta este conectarea LEA 110 kV Pogoanele-Jugurean

DET 2:

- Stacia 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 Stejaru;

- 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 printre-un cablu de 400 kV.

- AT1 220/110 kV Brazi Vest s-a disponibilizat, ca urmare masurile de regim aplicate in perioada de indisponibilitate a acestui echipament se anuleaza;

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

- Finalizare etapa **RTh Isaccea:** este desfintat provizoratul 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 2019 a unor retrageri scurte, de 5-10 zile a unor echipamente din statia 400 kV Domnesti si posibilitatea decalariei lor, acestea nu vor fi incluse in schema cu retrageri de lunga durata;

- Lucrarea de realizare a **LES 110 kV Fundeni-Nord nou** este in desfasurare; se preconizeaza finalizarea la sfarsitul anului 2018; analizele vor considera acest cablu pus in functiune; cablul este Al 1600 mm^2 , $I_{adm}=789$ A; schema de incadrare considerata in schema de calcul este preliminara, asa cum a fost comunicata la momentul inceperii analizei; schema de incadrare finala este prezentata in anexa 3.2, propunerea de schema normala.

- Stacia Bucuresti Centru noua: LES 110 kV Panduri este in functiune, LES Bucuresti Nord in rezerva, la bara A, CT 110 kV Centru deconectata, in schema de calcul;

- Statia Salaj: CT 110 kV Salaj conectata, LES 110 kV Vulcan-Salaj deconectata;
- LES 110 kV Panduri-Cotroceni conectata;
- 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 mod acoperitor, doar o singura bobina in functiune, anume BC₁ veche.
- RTh Baraganu**, urmeaza sa se finalizeze in cursul sezonului analizat. Axa 110 kV dintre statia Gura Ialomitei si statia 110 kV Lacu Sarat prin statia Jugurean este intrerupta. Ca urmare este conectata LEA 110 kV Pogoanele-Jugurean.

DET 3:

- 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 Urechesti, iar AT 220/110 kV Targu Jiu Nord va fi in rezerva;
- **RTh Raurenii**

AT 220/110 kV Raurenii se retrage dupa punerea in functiune a LEA 220 kV Stuparei-Raurenii si Raurenii-Arefu; se conecteaza preventiv LEA 110 kV Poiana Lacului-Cazanesti, in schema de calcul;

- **RTh Turnu Severin Est**

Se retrage din exploatare AT2 Turnu Severin Est. 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 care monitorizeaza circulatiile pe LEA 110 kV Turnu Severin-Toplet, c1 si c2.

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 Laz 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** (incepand cu saptamana 17 conform PAR 2018);

Se realizeaza provizorate atat in 220 kV cat si in 110 kV;

Se realizeaza LEA 220 kV Mintia-Retezat provizorat;

Se realizeaza LEA 220 kV Baru Mare-Pestis provizorat;

LEA 220 kV Hasdat-Retezat, Hasdat-Mintia, Hasdat-Baru Mare, Hasdat-Pestis se retrag in aceasta perioada;

LEA 220 kV Pestis-Otelarie Hunedoara in functiune;

Pentru a asigura alimentarea consumatorilor statiei Hasdat din 110 kV se realizeaza provizorale:

- Laminoare-Hunedoara oras T2-CFR Pui;
- Laminoare-Hunedoara oras T1-Hateg;
- Calan-Ghelar;
- Pestis-Teliuc;

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

- Bobina de compensare din statia **Arad** este indisponibila.

-RTh Resita

AT2 220/110 kV Resita este retras definitiv din exploatare, iar LEA 220 kV Resita-Laz, c2 este dezlegata in statia Resita. Cat timp circ. 2 este retras, nu se retrage circ. 1. Unul din cele doua circuite va fi in functiune in perioada analizata; CT 220 kV Resita provizorat s-a pus in functiune utilizand fost celula 220 kV AT2 – 200 MVA Resita.

DET 5:

- Zona 110 kV **Campia Turzii** va functiona debucat de zona Alba Iulia, se va functiona cu ambele AT 220/110 kV **Alba Iulia**, cu CT 110 kV Alba Iulia conectata, dar cu LEA 110 kV Aiud – derivatie Ocna Mures si LEA 110 kV Aiud – derivatie IMA – derivatie Ocna Mures deconectate si cu un AT 220/110 kV **Cluj Floresti** in rezerva;
- In statia **Ungheni** se retrage AT1 220/110 kV Ungheni;
- Finalizare RTh **Medias**

Se va functiona cu LEA 110 kV Copsa Mica-Medias deconectata si cu LEA 110 kV Medias-Tarnaveti conectata.

In statia Hoghiz LEA 110 kV Fagaras in functiune pe B2 110 kV, CT 110 kV Hoghiz deconectata.

Retragerile din exploatare de durata mai scurta decat cele mentionate mai sus, **sunt analizate la capituloile de regimuri cu un echipament retras din exploatare.**

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

Modelarea CEE si CEF pentru calculele de regimuri stationare s-a facut la tensiunea de **110 kV sau 400 kV**. La modelarea acestora s-a considerat banda de variatie a puterii reactive corespunzand respectarii cerintei privind **cosφ** in punctul comun de conectare, anume: $-0.95 < \cos \phi < 0.95$ la CEE si $-0.9 < \cos \phi < 0.9$ la CEF.care debiteaza in reteaua de 110 kV.

CEF care debiteaza in reteaua de mt sunt considerate fara schimb de reactiv cu reteaua SEN.

3.2. Variante de regimuri analizate

S-au stabilit 7 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	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	VST	8500					800
R2	GsT	5000					500
R3*)	VSI	9300					1000
R4	VSI max	9800					1000
R5	VDI import	8900					-300
R6	VSI sold 0, CEE=0	9300					0
R7	VSI sold 0, CEE=0 lipsa gaz	9800					0

*) R3 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 $>= 5\text{MW}$ aflate in exploatare la data de 1.07.2018.

S-a considerat banda de variatie a puterii reactive corespunzand respectarii cerintei privind cosφ 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;
LEA110 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.lalomitei;

- 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 a CEE din fiecare **zona** descrisa mai sus, precum si gruparea lor pe **DET-uri**, esalonate pe perioada analizata.

Tabel 3.4

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>	311
zona Tulcea	487
zona 110kV L.Sarat, Smardan	146
zona statilor 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 1.07.2018 fiind cca. 72 MW din cca. 2976 MW.

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 1.07.2018.

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 reteaua pentru cele care debiteaza in reteaua de mt.

S-au considerat CEF in functiune in regimul R5 palier de varf de consum de dimineata, la valoarea de productie de cca. 350 MW.

DET	CEF	Statie racordare	P disp. neta la 1.04.2016
1	Maxineni	Maxineni	4.99
1	Baraganul 1+2+3	Baraganu	8
1	Rediu	Abator (Botosani)	3
1	Stancuta 1+2+3	Cuza voda	8.7
1	Panciu 1+3	Marasesti	5.2
1	Great - Unirea	Gropeni	2.76
Total CEF modelate DET 1			32.65
2	Izvoarele 1	Nicolae Caramfil	17.280
2	Giurgiu	Dimitrie Leonida	38.400
2	Izvoarele 2	Nicolae Caramfil	42.500
2	Costestii din Vale + Salcuta 1si2	Titu	12.584
2	Aricestii Rahtivani 4,5,6	Crang	32.911
2	Aricestii Rahtivani 3 + Paulesti	Movila Vulpii	34.079
2	Berceni	Berceni (Prahova)	18.900
2	Uiesti 1+2	Mirsa	16.630
2	Stanesti + Vieru	Ghizdaru	17.400
2	Gogosari + Izvoru	Izvoru	17.000
2	Lehliu	Lehliu	16.716
2	Frasinet 2 si 3	Mostistea	11.110
2	Greenlight Solutions BABA ANA	Mizil	9.100
2	Isaccea	Isaccea	7.700
2	Lukoil	Teleajen	9.000
2	Butimanu + Ciocanesti	Butimanu	10.388
2	Chiriacu	Cucuruz	6.000
2	Pantazi + Darvari	V.Calugaresca	10.887
2	Colibasi	Colibasi	5.900
2	Fundulea	Fundulea	5.850
2	Babadag	Babadag	5.000
2	Cosereni	Movilita	4.800
2	Videle	Videle	4.840
2	Baltesti (Prahova)	Baltesti	4.800
2	Sarulesti	Tamadau	4.700
2	Nencilesti (Solar Power Energy RO)	Magura (Mavrodin)	4.430
Total CEF modelate DET 2			368.905
3	Osica de Sus 1 + Bobicesti 1+2+3	Bals	21.104
3	Carbunesti	Carbunesti	19.68
3	Cujmir	Cujmir	10.5
3	Leu 1 + 2	Leu	8.9
3	Grojdibodu	Potelu	8.8
3	Podari	DIF	14.2
3	Vanju Mare	Vanju Mare	7.8
3	Mozaceni 1 + 3	Mozaceni	5.438
3	Simnicul de Sus	Ghercesti	7.53
3	Burila Mica	Burila	6.624
3	Corabia	Corabia	6
3	Urzicuta 1	Galicea	7
3	Dabuleni	Ocolnă	6.5
3	Caracal	Caracal S.	6.37
3	Golesti	Moflesti	5.23
3	Bradu+Cateasca	Pitesti S.	7.99
3	Cetate	Cetate	6.1
3	Poiana	Filiiasi	4
3	Bailesti	Bailesti	3.576
Total CEF modelate DET 3			163.342
4	Sebis 1+2	Sebis	13.29
4	Izvin	Padurea Verde	6
4	Salonta 2 +Gepiu	Salonta	8.49
4	Chiribis	Marghita	4.7
4	Lunca	Stei	4.1
4	Salard	Oradea N.	3.7
4	Energy Deta	Deta	3.62
4	Sofronea	Sofronea	3.03
Total CEF modelate DET 4			46.93
5	Ucea de Sus 1+2+3	Ucea 2	50.95
5	Ciupercenti	Deriv.CFCIupercenti	44.6
5	Miercurea Sibiuului	Petresti	23
5	New Solar Energy+Dej	Dej	16.689
5	Hoghiz	Hoghiz	15.6
5	Jucu + Dabaca + Geaca	Jucu	14.75
5	Lechinta 1+2	Lechinta	9.5
5	Harman 1	Harman	6.923
5	Nord Solar Doba	Vetis	4.965
5	Campia Turzii 2	C.Turzii	4.6793
5	IRROM	Gherla	4.62
5	Halchiu 3	Dumbravita (Brasov)	4.5
5	Cristuru Secuiesc	Sighisoara	4.1
5	Moldovenesti	M.Viteazu (Cluj)	3.58
Total CEF modelate DET 5			208.46

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:

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

A. Circulatii de putere

Regimul R3 ca regim de baza este definit de topologia prezentata in paragraful 3.1, balanta 3, palier de consum VSI, sold de export 1000 MW, banda primara de variatie a puterii reactive pentru generatoarele modelate la borne, productie CEE confidential, productie confidential.

Modul de stabilire a productiei maxim admisibile este prezentat la capitolul D, Regim R3.

LEA 400 kV cele mai incarcate in regimul R3 sunt, in ordine descrescatoare:

	Denumire linie / sens circulatie P	Circulatie
din	catre	P[MW]
L 400 kV	TULCEA VEST	- ISACCEA 939
L 400 kV	SMIRDAN	- GUTINAS 700
L 400 kV	CERNAVODA	- PELICANU 612
L 400 kV	SIBIU SUD	- IERNUT 583
L 400 kV	GURA IALOMITEI	- BUCURESTI SUD 574
L 400 kV	TARIVERDE	- TULCEA VEST 536
L 400 kV	PELICANU	- BUCURESTI SUD 484
L 400 kV	STUPINA	VARNA 472
L 400 kV	BUCURESTI SUD	- DOMNESTI 468
L 400 kV	CERNAVODA	- GURA IALOMITEI C2 458
L 400 kV	TINTARENI	- SIBIU SUD 455
L 400 kV	CERNAVODA	- GURA IALOMITEI C1 442
L 400 kV	RAHMAN	DOBRUDJA 435

Pe primele 11 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 R3 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	- TG. JIU 226
L 220 kV	TG. JIU	- PAROSEN 225
L 220 kV	PORTILE DE FIER	- RESITA c1 223
L 220 kV	PORTILE DE FIER	- RESITA c2 222
L 220 kV	BUCURESTI SUD	- FUNDENI c1 183
L 220 kV	BUCURESTI SUD	- FUNDENI c2 183
L 220 kV	RESITA	- TIMISOARA c1 182
L 220 kV	RESITA	- TIMISOARA c2 182
L 220 kV	PAROSEN 176	- BARU MARE
L 220 kV	DUMBRAVA	- STEJARU 164
L 220 kV	GUTINAS	- DUMBRAVA 159
L 220 kV provizorat	BARU MARE	- PESTIS 152

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.

luri analizate sunt

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 reglare 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 reteaua 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 capacitive 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 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 $-0.95 < \cos\phi < 0.95$ 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 $\cos\phi$ pentru CEF este: $-0.9 < \cos\phi < 0.9$ la CEF care debiteaza in reteaua de 110kV. CEF care debiteaza in reteaua de mt sunt considerate fara schimb de reactiv cu reteaua SEN.

In confidential sunt prezentate tensiunile rezultante in statiile din SEN pentru regimurile analizate.

Reglarea nivelului de tensiune ridica probleme la regimurile de varf R6 si R7 si de gol R2.

Regimul de varf R7

Acest regim este caracterizat prin productie 0 in CEE. Soldul este 0. Palierul de consum corespunde unei ierni geroase. Nu se conteaza pe CECC Brazi si pe CTE Iernut.

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

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

- Conectarea suplimentara fata de regimul de baza R3 a bobinelor de compensare din zonele Dobrogea si Moldova in care lipsa productiei concentrate provenind din CEE conduce la un surplus de putere reactiva. 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. Este vorba de bobinele

- Nu a fost necesar sa se conecteze, suplimentar fata de regimul de baza R3, 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.

Regimul de gol R2

Regimul R2 este un regim de gol de noapte mediu pentru o zi de sambatoare.

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 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 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 a generatoarelor, altele decat cele hidro;
- modificarea plotului de functionare ale unitatii de transformare de bloc a grupului in functiune din CTE Isalnita
- modificarea ploturilor de functionare ale unitatilor de transformare de sistem;
- confidential

Stabilirea benzilor de tensiune din nodurile de control ale RET

Valorile minime ale benzilor de tensiune din nodurile de control ale RET s-au stabilit pentru regimul de functionare de varf 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, 198kV si 99 kV.

Pentru statiiile 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 iarna 2017-2018, declansarea unui element de retea poate conduce la regimuri cu tensiuni si curenti in afara limitelor admisibile, posibil a fi rezolvate, fie prin masuri preventive, fie prin masuri postavarie. Acestea:

- vor fi incluse in propunerea de schema normala de functionare pentru iarna 2018-2019,
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 (semestriala/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, AT2 220/110 kV FAI;

DET 2:

AT1,3 220/110 kV Turnu Magurele, T4 400/110 kV Gura Ialomitei, AT1 220/110 kV Ghizdaru;

DET 3:

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

DET 4:

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

DET 5:

AT2 220/110 kV Cluj Floresti, AT1 220/110 kV Ungheni, 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
AT4 220/110kV Gutinas	1	AT 220/110 kV Borzesti si AT3 220/110 kV Gutinas in functiune. Se mentioneaza ca AT 220/110 kV Focsani Vest se considera retras din exploatare in sezonul analizat
AT2 220/110 kV FAI	1	AT 220/110 kV Munteni in functiune
AT3 400/220 kV Lacu Sarat	1	-
AT1,3 220/110 kV Tr. Magurele, 2 unitati	2	AT2 220/110 kV Turnu.Magurele, AT2 220/110 kV Ghizdaru
T4 400/110 kV Gura Ialomitei	2	T3 400/110 kV Gura Ialomitei, T2 400/110 kV Pelicanu si AT 220/110 kV Mostistea in functiune
AT1 220/110 kV Ghizdaru	2	AT2 220/110 kV Ghizdaru
AT1 220/110 kV Isalnita	3	AT2 220/110 kV Isalnita, AT 220/110 kV Urechesti, AT 220/110 kV Sardanesti si AT2 220/110 kV Craiova Nord in functiune.
AT2 220/110 kV Craiova Nord	3	AT1 220/110 kV Craiova Nord, AT 220/110 kV Urechesti, AT 220/110 kV Sardanesti si AT1 220/110 kV Isalnita in functiune.
AT1 220/110 kV Arefu	3	AT2 220/110 kV Arefu, AT1,2 220/110 kV Bradu, AT 220/110 kV Pitesti Sud in functiune
AT 220/110 kV Targu Jiu Nord	3	AT 220/110 kV Sardanesti, AT 220/110 kV Urechesti in functiune.
AT2 220/110 kV Gradiste	3	AT1 220/110 kV Gradiste, T 400/110 kV Draganesti Olt in functiune
AT1 220/110 kV Pestis	4	AT2 220/110 kV Pestis si AT2 220/110 kV Mintia in functiune
AT1 220/110 kV Mintia	4	AT2 220/110 kV Mintia si AT2 220/110 kV Pestis in functiune

Mentinere in rezerva	DET	Masura de regim privitoare la alte unitati de transformare in functiune
AT3 400/220 kV Mintia	4	AT4 400/220 kV Mintia in functiune
AT2 220/110 kV Iaz	4	AT1 220/110 kV Resita si AT1 220/110 kV Iaz in functiune
T2 400/110 kV Oradea Sud	4	T1 400/110 kV Oradea Sud in functiune
AT2 220/110 kV Cluj Floresti	5	AT1 220/110 kV Cluj Floresti si AT 220/110 kV Campia Turzii in functiune (propunere schema normala)
AT1 220/110 kV Ungheni	5	AT2 220/110 kV Ungheni, AT 220/110 kV Fantanele si AT3 220/110 kV Iernut in functiune
AT2 220/110 kV Gheorghieni	5	AT1 220/110 kV Gheorghieni in functiune

Se mentioneaza ca in schema de calcul:

- AT2 220/110 kV Dumbrava este retras din exploatare pentru RTh Dumbrava conform PAR;
- AT 220/110 kV Focsani este retras din exploatare pentru RTh;
- AT1 220/110 kV Brazi Vest, AT2 220/110 kV Brazi Vest, Teleajan si 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;
- AT 220/110 kV Pitesti Sud este in functiune;
- AT1 Turnu Severin Est este retras din exploatare pentru RTh;
- AT 220/110 kV Campia Turzii este in functiune
- AT1 220/110 kV Hasdat este retrase din exploatare pentru RTh; AT2 220/110 kV este retras definitiv

In toate regimurile zonele Fundeni 110 kV A + B functioneaza debucat: 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, 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 statilor 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-Teleajan, se deconecteaza postavarie AT 220/110 kV Stalpu (si invers),

LEA 400 kV Slatina-Draganesti Olt, se deconecteaza postavarie T 400/110 kV Draganesti Olt (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 debucat 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 debucuita 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 conectata in schema de calcul datorita ipotezei privind RTh Raureni, indiferent de productia pe CHE de pe raul Olt.

In toate regimurile, schema in statia Tariverde este urmatoarea:

Bara 1A 400 kV: T1,3 400/110 kV si LEA 400 kV Constanta N.-Tariverde;

Bara 2A 400 kV:T2 400/110 kV si LEA 400 kV Tulcea V.-Tariverde;

Bara 1 110 kV: T1,3 400/110 kV, CEE Fantanele Est, Fantanele Vest;

Bara 2 110 kV: T2 400/110 kV, CEE Cogelac,

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 Cogelac vor debita puterea totala astfel: productia sa fie de maxim confidential pe bara 2 110 kV Tariverde, astfel incat sa se previna incarcarea cuplei 110 kV peste $I_{adm}=120\% \cdot I_{TC}$, unde $I_{TC}=800A$, 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 cuplile 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;
LEA 110 kV Campia Turzii-Aiud, cu derivatie Ocna Mures si LEA 110 kV Campia Turzii-Aiud, cu derivatie IMA deconectate;
8. LEA 110 kV Orlat - M. Sibiului - Petresti conectata;
9. 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 cuplile 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;

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 octombrie. Palierul de consum este 8500 MW, in conditiile unui sold de export de 800 MW, termoficare in functiune.

Schema de calcul este aceeasi pentru intreg sezonul analizat.

Productia CEF= **confidential**.

Temperatura mediului ambiant este considerata 20°C.

D2 In regimul R1 s-a verificat posibilitatea evacuarii in siguranta a aceleiasi productii in CEE ca in regimul de baza R3.

Regimul R1 este analizat prin raportare la regimul de baza R3. Comparativ cu regimul de baza R3, se observa ca palierul de consum in regimul R1 este mai redus cu **confidential**, ceea ce ar indica ca ar putea fi evacuata o valoare mai mica a productiei CEE.

Dar in urma verificarilor criteriului N-1, pentru aceeasi temperatura a mediului ambiant de 20°C, se constata ca se poate evaca in conditii de siguranta aceeasi productie in CEE in valoare de **confidential**.

In regimul fara declansari reducerile indicate la R3 sunt valabile si pentru R1.

La verificarea criteriului N-1 la declansari in RED reducerile indicate la R3 sunt de asemenea aplicabile si pentru R1, in ipoteza aceleiasi temperaturi a mediului ambiant ca la R3.

La verificarea criteriului N-1 la declansari in RET se constata urmatoarele aspecte **diferite**:

- incarcare mai mare in regimul R1 fata de regimul R3 a LEA 220 kV Bucuresti Sud-Fundeni c1 (c2), la declansarea LEA 220 kV Bucuresti Sud-Fundeni c2 (c1), determinat in principal de faptul ca in regimul R1 nu e considerat in functiune CECC Petrom Brazi; incarcarea este insa in limite admisibile, pentru temperatura mediului ambiant de 20°C.
- incarcare mai mare in regimul R1 fata de regimul R3 a AT 3 si AT 4 400/220 kV Bucuresti Sud la declansarea LEA 400 kV Bucuresti Sud-Domnesti (R3: 99%Sn - R1:115.6%Sn);
- incarcare mai mare fata de regimul R3 a AT 3 (4) 400/220 kV Bucuresti Sud la declansarea AT 4 (3) 400/220 kV Bucuresti Sud (R3: 110.3%Sn - R1:128%Sn);

Diferentele sunt urmare a situatiei diferite a deficitelor sectiunii S6 in special, dar si a zonei Dobrogea, precum si participarii CECC Petrom Brazi la acoperirea consumului si soldului.

In regimul R1 deficitul sectiunii Harsova-Medgidia este asemanator celui din R3 (**confidential**), diferența este de **confidential** in cazul zonei Dobrogea (**confidential**) si de cca. **confidential** in cazul sectiunii S6 (**confidential**).

Daca temperatura considerata in R1 ar fi mai mare, atunci ar rezulta o evacuare mai mica a productiei CEE.

D3 Regimul R1 este caracterizat prin deficite mai mici ale sectiunilor S4 si S5, comparativ cu regimul R3.

D4 Regimul R1 este caracterizat printr-o hidraulicitate asemanatoare celei considerate in R3 (**confidential**). Amenajarea CHE Olt are aceeasi valoare moderata atat in R3 cat si in R1 (**confidential**).

D5 In regimul R1 se adopta masuri postavarie la declansarea AT3 (AT4) 400/220 kV Bucuresti Sud, a LEA 400 kV Domnesti-Bucuresti Sud.

Aceste masuri sunt **mai severe** in cazul regimului R1 comparativ cu R3, din punct de vedere al limitarii CEE.

Se mentioneaza si faptul ca **daca nu se accepta o incarcare postavarie de 128%Sn a AT3 (AT4) 400/220 kV Bucuresti Sud, atunci LEA 110 kV Pogoanele-Jugurean ar trebui sa fie conectata preventiv** (pentru o reducere a incarcarii de cca. 4%Sn, de la 128%Sn la 124%Sn).

Declansare	Depasire pe:	Valoare depasire	Masuri postavarie
AT3 (AT4) 400/220 kV Bucuresti Sud	AT4 (AT3) 400/220 kV Bucuresti Sud	128%Sn	-se verifica ca este conectata/se conecteaza LEA 110 kV Pogoanele-Jugurean, -se conecteaza LEA 110 kV Valea Calugareasca-Urziceni, LEA 110 kV Ramnicu Sarat-Costieni;

			-se conecteaza CT 110 kV Turnu Magurele; Dupa aplicarea acestor masuri topologice, incarcarea scade la 118%Sn. - confidential
LEA 400 kV Domnesti- Bucuresti Sud	AT4 si AT3 400/220 kV Bucuresti Sud	115.6%Sn	-se verifica ca este conectata/se conecteaza LEA 110 kV Pogoanele-Jugureanu, -se conecteaza LEA 110 kV Valea Calugareasca-Urziceni, LEA 110 kV Ramnicu Sarat-Costieni; -se conecteaza CT 110 kV Turnu Magurele; - confidential

D6 In regimul R1 deficitile zonelor din Bucuresti sunt:

Zona	Sud	Vest	Fundeni
Deficit [MW]	confidential	confidential	confidential

D7 In regimul R1 deficitile/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 sărbătoare corespunzător lunii octombrie, din punct de vedere al palierului de consum și acoperirii acestuia, dar este asimilat întregului sezon.

Palierul de consum este 5000 MW, în condițiile unui sold de export de 500 MW.

Productia CEF= confidential

Productia CEE= confidential

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

- conectarea tuturor bobinelor de compensare disponibile din SEN; sunt indisponibile BC 400 kV Arad, Smardan, București Sud. BC₂ Isaccea este retrasa definitiv din exploatare, dar este disponibilă BC₁ veche. S-au utilizat ambele BC 400 kV Cernavoda;
- reglarea tensiunilor la bornele generatoarelor, cu urmarirea menținerii în domeniul inductiv a generatoarelor, altele decât cele hidro;
- modificarea plotului de funcționare ale unității de transformare de bloc a grupului în funcțiune din CTE Isalnita
- modificarea ploturilor de funcționare ale unităților de transformare de sistem;
- confidential.

D3 În regimul R2 nu a fost necesară deconectarea de linii descarcate și nu a fost necesară confidential

D4 În regimul R2 nu au fost necesare măsuri postavarie de modificare a topologiei de rețea.

D5 În regimul R2 deficitelor zonelor din București sunt:

Zona	Sud	Vest	Fundeni
Deficit [MW]	confidential	confidential	confidential

D5 În regimul R2 excedentele/ deficitelor zonelor din Dobrogea, Moldova și Ardeal sunt:

Zona	S5	S4
Deficit [MW]	confidential	confidential

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

Regim R3

D1 Regimul R3 este un regim de varf mediu seara zi lucru, corespunzator lunilor noiembrie-februarie 2019.

Palierul de consum este 9300 MW, in conditiile unui sold de export de 1000 MW.

Productia CEF=0.

Productia CEE se determina pornind de la **confidential**, astfel incat sa fie respectat criteriul N-1 (considerand curentii maximi admisibili in regim de durata corespunzatori temperaturii mediului ambiant de **20°C**).

D2 In regimul R3 s-a determinat puterea maxima ce se poate evacua din CEE din SEN, in conditiile conditiile mentionate anterior, fata de puterea instalata a CEE din SEN, **confidential** (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 celulei 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	Tulcea	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															
P _{inst.CEE} (disp.net)	confidential	confidential	confidential	confidential	confidential	confidential	confidential	confidential	confidential	confidential							

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 **CEE Pantelimon**, pentru reducerea curentului pe LEA 110 kV Gura Ialomitei-Baltagesti, de la cca. 572 A (**confidential**);
- se limiteaza **CEE Corugea, CEE Casimcea si CEE Topolog**, pentru reducerea curentului pe LEA 110 kV Topolog-Tulcea Vest, de la cca. 535 A (**confidential**);

Dupa considerarea acestor limitari, verificarea criteriului N-1 pe schema cu N elemente in functiune, in RED (adica la declansari in reteaua 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 530 A= $I_{adm20°C}$, iar pe LEA 110 kV Medgidia Nord-Medgidia 1 limita este de 720 A=120% I_{TC} .

Limitarea productiei CEE din zona Harsova-Medgidia este de **confidential**, situatie care corespunde unui **excedent maxim admisibil al acestei zone de cca. confidential** fata de cel corespunzator productiei la nivelul puterii maxim disponibile, de cca. **confidential (excedent confidential)**;

Dupa considerarea acestor limitari, la verificarea criteriului N-1 pe schema cu N elemente in functiune, in RET (adica la declansari in reteaua de 220-400 kV), in lipsa altor masuri suplimentare fata de conectarea CT 110 kV Liesti si a LEA 110 kV Liesti-Maxineni se constata:

- incarcarea AT3 (AT4) 400/220 kV Bucuresti Sud, la declansarea AT4 (AT3) 400/220 kV Bucuresti Sud (pana la cca. 110%Sn). Se obtine incarcare admisibila prin masuri postavarie;
- incarcare AT 220/110 kV Paroseni la declansarea LEA 220 kV Baru Mare-Paroseni (pana la cca. 109%Sn). Se obtine incarcare admisibila prin comutare descrescatoare a plotului AT 400/220 kV Urechesti, pana la cel mult pozitia 8.
- incarcare LEA 400 kV Tulcea Vest-Isaccea la declansarea LEA 400 kV Lacu Sarat-Gura Ialomitei. Curentul admisibil de 1600 A nu poate fi depasit (BB in statia Isaccea, pe LEA Tulcea Vest). Se obtine incarcare admisibila prin masuri care nu implica reducerea productiei CEE: reglajul tensiunilor in zona cu efect in reducerea circulatiei de putere reactiva.;
- incarcarea sub dar in apropierea limitei admisibile I_{adm20° a axei 110 kV Liesti-ICM-Tecuci-Marasesti, la valori cuprinse intre 509 A si 520 A (toate avand sectiunea de $185mm^2$ cu $I_{adm20^\circ C}=530$ A) la declansarea LEA 400 kV Smardan-Gutinas; se mentioneaza ca este important sa se conecteze si LEA 110 kV Liesti-Maxineni alaturi de CT 110 kV Liesti pentru a muta congestia in situatia declansarii analizate, de pe axa de $150 mm^2$ Smardan-Schela-Tudor Vladimirescu-Liesti pe axa Liesti-ICM-Tecuci de $185mm^2$. Nu se impune conectarea LEA 110 kV Pogoanele-Jugurean si Valea Calugareasca-Urziceni.
- scaderea nivelului de tensiune in zona Gheorghieni, dar peste cel admisibil, la declansarea AT 220/110 kV Gheorghieni;

Ca urmare, avand in vedere ca incarcarile pe liniile de 220 kV si 110 kV sunt admisibile si ca pentru cele pe unitati de transformare se aplica masuri postavarie, nu mai sunt necesare alte buclari preventive.

Reducerea productiei de la confidential la confidential este identificata ca fiind cea mai mica posibila in conditiile schemei de calcul, in care este retras din exploatare AT 220/110 kV Focsani Vest si in ipoteza de palier de consum (9300 MW) si sold (export 1000 MW) considerata.

Evolutia puterii maxime determinate ca s-ar putea evaca 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
Pmax adm CEE [MW]	confidential	confidential	confidential	confidential	confidential	confidential
Sold export [MW]	confidential	confidential	confidential	confidential	confidential	confidential
Pc [MW]	confidential	confidential	confidential	confidential	confidential	confidential

Se mentioneaza ca nu s-au desfasurat reconductorari noi in perioada scursa de la precedentul studiu de vara. Reconstructorarea 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 Mitaal Steel in sezonul analizat este considerat de confidential, alimentat din barele 110 kV ale statiei Barbosi confidential si Smardan confidential.

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

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

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

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

D3 In regimul R3 se adopta masuri postavarie la declansarea AT3 (AT4) 400/220 kV Bucuresti Sud.

Declansare	Depasire pe:	Valoare depasire	Masuri postavarie
AT3 (AT4) 400/220 kV Bucuresti Sud	AT4 (AT3) 400/220 kV Bucuresti Sud	110.3%Sn	<ul style="list-style-type: none"> -se conecteaza / se verifica ca este conectata LEA 110 kV Pogoanele-Jugureanu; -se conecteaza LEA 110 kV Valea Calugaresca-Urziceni; -se conecteaza si LEA 110 kV Ramnicu Sarat-Costieni; -se conecteaza CT 110 kV Turnu Magurele; -plot AT 4 (3) 400/220 kV Bucuresti Sud recomandat pe pozitie maxim 14; <p>Dupa aplicarea acestor masuri topologice, incarcarea scade la 102.5%Sn.</p> <p>- confidential</p>

D4 In regimul R3 deficitile zonelor din Bucuresti sunt:

Zona	Sud	Vest	Fundeni
Deficit [MW]	confidential	confidential	confidential

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

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

D6 In regimul R3, in plus fata de abordarea de mai sus, pe care o putem numi top-down, de reducere iterativa (cu verificarea criteriului N-1) a productiei CEE de la puterea instalata catre cea maxim admisibila, s-a mai realizat o abordare, pe care o putem numi bottom-up, de crestere iterativa (cu verificarea criteriului N-1) a productiei CEE de la 0 catre cea maxim admisibila, cu evidențierea 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 aceeasi 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.

Etapele succesive de crestere a productiei CEE sunt prezentate in *tabelul R3-1 si diagrama R3-1* de mai jos.

Prag	Cuantum din Pinst. CEE SEN [% din Pinst. a CEE SEN]	PgCEE SEN [MW]	PgCEE Dobrogea 110 kV + Tariverde [MW]	PgCEE S6 [MW]	Depasire pe	La declansare	Masura
1	confidential	confidential	confidential	confidential	LEA 110 kV Medgidia Nord-Mircea Voda Nord	LEA 110 kV Mircea Voda-Medgidia Sud	confidential
2	confidential	confidential	confidential	confidential	LEA 110 kV Baltagesti-Gura Ialomitei	-	confidential
3	confidential	confidential	confidential	confidential	LEA 110 kV Topolog-Tulcea Vest	-	confidential
4	confidential	confidential	confidential	confidential	-	-	-

Regim R5

D1 Regimul R5 este un regim de varf de dimineata corespunzator lunilor de iarna.

Palierul de consum este 8900 MW, in conditiile unui sold de import de 300 MW.

Productia CEF= **confidential**

Productia CEE= **confidential**

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

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

Pentru mentinerea tensiunilor in limitele admisibile au fost necesare urmatoarele: conectarea suplimentara fata de regimul de baza R3 a bobinei de compensare din statia Gutinas 400 kV si deconectarea bobinei de compensare din statia Rosiori 400 kV.

Setul de bobine in functiune la R5 este prezentat in anexa 3.9.

De asemenea pentru mentinerea tensiunilor in limitele admisibile a fost necesara comutarea ploturilor transformatoarelor si autotransformatoarelor din SEN fata de regimul R3.

S-a tinut cont ca au fost retrase definitiv din exploatare BC 400 kV Smardan si BC 400 kV Isaccea.

De asemenea BC 400 kV Arad, BC 400 kV Bucuresti Bud sunt indisponibile.

Temperatura mediului ambiant a fost considerata 20°C.

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

La verificarea criteriului N-1 pe schema cu N elemente in functiune, in RET (adica la declansari in reteaua de 220-400 kV), se constata ca nu sunt necesare masuri suplimentare preventive sau postavarie.

D4 In regimul R5 deficitele/excedentele zonelor din Bucuresti sunt:

Zona	Sud	Vest	Fundeni
Deficit [MW]	confidential	confidential	confidential

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

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

Regim R6

D1 Regimul R6 este un regim de varf seara corespunzator lunilor de iarna (noiembrie/decembrie 2018-februarie/martie 2019).

Palierul de consum este 9300MW, in conditiile unui sold de 0 MW.

Productia CEF= confidential

Productia CEE= confidential

Se mentioneaza ca s-au considerat in functiune CTE Mintia si Paroseni, iar CE Oltenia are productia apropiata de cea maxima. confidential

D2 Regimul R6 este caracterizat prin depasiri de tensiune in Moldova, Dobrogea, Iernut-Sibiu si in zona Bucuresti, in regimul N fara declansari, in cazul:

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

In lipsa productiei CEE, rezulta o capacitate de absorbtie a puterii reactive din zona mai mica in care sunt ampalsate CEE si (in aceste regim) nu produc, efectul fiind cresterea tensiunilor.

Pentru mentinerea tensiunilor in limitele admisibile au fost necesare urmatoarele: conectarea suplimentara fata de regimul de baza R3 a bobinelor de compensare din statii Gutinas 400 kV, Isaccea 400 kV, Cernavoda 400 kV si deconectarea bobinei de compensare din statia Rosiori 400 kV.

Setul de bobine in functiune la R6 este prezentat in anexa 3.9.

De asemenea pentru mentinerea tensiunilor in limitele admisibile a fost necesara comutarea ploturilor transformatoarelor si autotransformatoarelor din SEN fata de regimul R3.

S-a tinut cont ca au fost retrase definitiv din exploatare BC 400 kV Smardan si BC 400 kV Isaccea.

De asemenea BC 400 kV Arad, Bucuresti Sud sunt indisponibile.

Temperatura mediului ambiant a fost considerata 20°C.

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

La verificarea criteriului N-1 pe schema cu N elemente in functiune, in RET (adica la declansari in reteaua de 220-400 kV), se constata:

- incarcarea T2 400/110 kV Medgidia Sud la 107%Sn, la declansarea LEA 400 kV Constanta Nord-Cernavoda;

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

- conecteaza LEA 110 kV Basarabi-Baltagesti;
- deconecteaza LEA 110kV Nazarcea-Constanta Nord.

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

Zona	Sud	Vest	Fundeni
Deficit [MW]	confidential	confidential	confidential

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

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

Regim R7

D1 Regimul R7 este un regim de varf mediu seara zi lucru, corespunzator unei situatii extreme in care temperatura mediului ambiant este foarte scazuta, acest fapt avand ca efecte, pe de o parte, un consum mai mare (palierul de consum ridicat, la fel ca la regimul R4), pe de alta parte o foarte redusa disponibilitate de hidrocarburi pentru centralele care functioneaza pe aceasta resursa (**confidential**). Se mentioneaza ca sunt considerate totusi in functiune centralele cu termoficare pe hidrocarburi.

De asemenea s-a facut ipoteza ca situatia este inrautata de lipsa totala a productiei in CEE. Palierul de consum este 9800 MW (corespunde perioadelor de iarna grea), in conditiile unui sold de 0 MW. Aceasta corelatie este o ipoteza realista.

Există un regim inrudit cu regimul R7, anume regimul R6. Ceea ce este comun celor doua regimuri este productia CEE=**confidential** si soldul=**confidential**. Diferenta o face in principal palierul de consum si situatia productiei centralelor pe hidrocarburi.

Productia CEE=**confidential** determina transformarea sectiunilor Dobrogea si Harsova-Medgidia (HMC) din excedentare in deficitare. Sectiunea S6 ramane usor excedentara.

D2 Regimul R7 este caracterizat in schema N prin depasiri ale nivelului admisibil de tensiune in special in zonele Moldova, Dobrogea.

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

- Conectarea suplimentara fata de regimul de baza R3 a bobinelor de compensare din zonele Dobrogea si Moldova in care lipsa productiei concentrate provenind din CEE conduce la un surplus de putere reactiva.

Au fost conectate urmatoarele bobine de compensare: Suceava 400 kV, Gutinas 400 kV, Cernavodă 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. Este vorba de bobinele

- Nu a fost necesar sa se conecteze, suplimentar fata de regimul de baza R4, 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.

Setul de bobine de compensare in functiune la regimul R7 este prezentat in anexa 3.9.

D3 Verificarea criteriului N-1 in regimul R7 s-a facut tinand cont de valorile curentilor admisibili in regim de durata ale LEA corespunzatoare temperaturii mediului ambiant de 20°C.

La declansarea AT 220/110 kV Campia Turzii se incarca AT 220/110 kV aflat in functiune in Cluj Floresti la cca. 105%Sn. Postavarie, dupa declansarea AT 220/110 kV Campia Turzii, se conecteaza LEA 110 kV Campia Turzii-Aiud, cu derivatie IMA si LEA 110 kV Campia Turzii-Aiud;

La declansarea LEA 400 kV Constanta Nord-Cernavoda, se incarca la 108%Sn T2 400/110 kV Medgidia Sud, singurul aflat in functiune. Se mentioneaza ca T2 400/110 kv Medgidia Sud formeaza bloc cu LEA 400 kV Medgidia Sud-Cernavoda. Postavarie, dupa declansarea LEA 400 kV Constanta Nord-Cernavoda, se conecteaza LEA 110 kV Basarabi-Baltagesti.

La declansarea AT 220/110 kV Stalpu sau a LEA 220 kV Stalpu-Teleajen scad tensiunile in RED zona Buzau si se incarca peste limita admisibila LEA 110 kV Mizil-Valea Calugareasca. Ca urmare se recomanda conectarea preventiva a LEA 110 kV Pogoanele-Jugureanu.

Se mentioneaza ca CT 110 KV Liesti si LEA 110 kV Liesti-Maxineni, conectate in regimurile cu productie mare in CEE in conditiile RTh Focsani Vest, pot fi deconectate in regimul R7, fara productie in CEE.

D4 In regimul R7 deficitele zonelor din Bucuresti sunt:

Zona	Sud	Vest	Fundeni
Deficit [MW]	confidential	confidential	confidential

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

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

3.3.4. Analiza regimurilor de functionare in scheme cu retrageri

Precizari

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

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

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

- bara 1 110 kV Pelicanu, unde este în funcțiune și linia 110 kV Pelicanu-CSC1 (cupoare), ca urmare consumatorii „liniștiți” de pe platforma Silcotub Calarasi vor fi afectați de fenomenul de flicker, sau
- bara 2 110 kV Pelicanu, daca Silcotub Calarasi incheie un contract de distributie cu ENEL pentru alimentarea consumatorilor „liniștiți”, 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 Mital Steel pe barele statilor Smardan si Barbosi, ea mentionata asa cum a fost inregistrata in ziua caracteristica de iarna 2017-2018.

4. LEA 110 kV Smirdan-Filesti si Smirdan-Galati Nord-Filesti sunt in functiune, acest lucru nu se mai preciseaza 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. La retragerea din exploatare a LEA 220 kV lungi Barbosi-Gutinas sau a LEA 220 kV Barbosi-Filesti, simultan cu declansarea celeilalte linii, nu se respecta criteriul N-1, combinatul Mital Steel se insularizeaza pe grupurile din CET Galati.

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, Copşa 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-Cernavoda, 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 capacitatii nete de schimb pentru iarna **2018-2019**, in schema normala sezoniera (incluzand retrageri de durata), pentru SEN functionand interconectat cu reteaua europeana continentala 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.

Calculele s-au facut pentru regimul de varf de sarcina de dimineata (R5) si sold de import -300 MW cum a fost agreat pentru modelele comune de retea la nivel anual.

S-au calculat capacitatii nete de schimb totale maxime, negarantate, intre Romania si reteaua interconectata europeana continentala 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, efectul limitarii schimburilor cu Bulgaria la marimi de ordinul celor propuse pentru licitatiiile lunare de catre partener, maximizarea schimburilor cu Ungaria.

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 si masuri preventive /postavarie.

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 Stupina – Varna	LEA 400 kV Rahman – Dobrudja;
	2	LEA 400 kV Bor – Djerdap	LEA 400 kV Tantareni – Kozlodui 1c;
	3	LEA 400 kV Bor – Nis	LEA 400 kV Tantareni – Kozlodui 1c;
Import RO	1	LEA 400 kV Rosiori – Mukacevo	LEA 110 kV de pe axa Arad – Chisinau Cris – Oradea Vest; 100% $I_{lim} 20^{\circ} C$

La verificarea criteriului N-1 nu a fost considerata si declansarea simultana a liniilor dublu circuit.

S-a considerat o rezerva de fiabilitate TRM de export/import in interfata Romaniei 400 MW.

Pe baza calculelor au rezultat urmatoarele valori **NTC maxime indicative negarantate in interfata de interconexiune a SEN** pentru iarna 2018-2019:

Scenarii NTC	exp1/ imp1	exp2/ imp2	exp3/ imp3	exp4/ imp4	exp5/ imp5
Regim	R5	R5	R5	R5	R5
Export RO	2100	1900	2200	2400	2400
Import RO	1400	1600	1300	1300	1200
RO->HU	650	600	1050	750	1000
HU->RO	400	500	550	400	450
RO->RS	650	250	300	950	750
RS->RO	400	300	250	500	350
RO->BG	650	900	700	500	450
BG->RO	400	650	400	300	300
RO->UA	150	150	150	200	200
UA->RO	200	150	100	100	100

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 printre-o interfata multilaterală 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 Rahman – Dobrudja la declansare LEA 400 kV Stupina – Varna (datorita automatizii de pe liniile de interconexiune dintre Romania si Bulgaria), pentru o productie initiala la CHE Portile de Fier I de 800 MW.

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

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.

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 mari spre Ungaria si Serbia determina cresterea valorilor NTC in comparatie cu o crestere a exportului pe directia Bulgaria.
- Marirea exportului spre Bulgaria determina reducerea valorilor NTC.

- 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 Serbia, care are un efect mult mai semnificativ asupra zonei de nord a SEN.

- Structura importului cu cote mari dinspre Ungaria si Serbia determina reducerea valorilor NTC.

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

3.5.2 NTC anuale prognozate indicative pentru anul 2019

Pe site-ul Transelectrica se publica valorile NTC prognozate pentru urmatoarele 12 luni pe baza valorilor medii lunare ale NTC calculate pentru ultimele 12 luni (Anexa 3.11.1), ajustate tinand seama si de:

- medii pe unele subperioade definite functie de sezon, probabilitatea programarilor de retrageri, schimbari de reglaje de protectii la parteneri de interconexiune, etc;
- informatii privind retrageri si puneri in functiune de linii in reteaua de transport.

3.5.3 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 bucate: 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, SPO/UNO – DEN 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 automaticilor in functiune;
- NTC anuale ferme, eliminarea efectului soldarii;
- utilizarea comună a interfetelor, scenarii de schimb pesimiste cu alocari successive pe mai multe granite;
- masuri operative preventive/ postavarie.

Calculul NTC lunare se face pentru subperioade determinate de programe de retrageri simultane si successive, cu o rezolutie la nivel de saptamana/zi care permite utilizarea in licitatii 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 recalculate si armonizate la nivel de subperioade. Capacitatatile suplimentare se pot aloca zilnic in licitatii comune cu Serbia si Bulgaria si pe piata cuplata 4M MC pentru granita cu Ungaria, si in licitatii comune intra-zi pe granitele cu Ungaria si Serbia.

Valorile NTC lunare ferme armonizate cu partenerii de interconexiune pentru octombrie 2018 sunt prezentate in Anexa 3.11.2. Existenta in aceeasi 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 STATICHE

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 reteaua europeana continentala sincrona incluzand si Ucraina de Vest.

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

Inrautatirea regimurilor pentru incarcarea sectiunii s-a facut prin incarcarea/conectarea grupurilor din zona excedentara si descarcarea/deconectarea grupurilor si cresterea consumului in zonele deficitare.

In tabelele 1÷6 din Anexa 4.1-4.6 sunt prezentate in detaliu rezultatele calculelor 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 S1, 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) in reteaua de 750kV: 735kV – 765kV;
- (2) in reteaua de 400kV: 380kV – 420kV;
- (3) in reteaua de 220kV: 198kV – 242kV;
- (4) in reteaua 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, R3 si R6.

4.1 Sectiunea S1

Calculele s-au efectuat pentru scheme cu N, N-1 elemente in functiune in ipoteza de balanta R3 (varf)cu productie in CEE. Excedentul initial al sectiunii este de cca. 2041 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 $P_{8\%}=6140$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2280 MW, valoare peste care apar suprsarcini pe L220 kV Portile de Fier – Resita ramas infunctiune.
- La declansarea L220 kV Craiova Nord – Turnu Magurele, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=6020$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 3720 MW, valoare peste care apar suprsarcini pe L 110 kV Paroseni – Targu Jiu.
- La declansarea L 400 kV Portile de Fier - Djerdap, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=5840$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 3560 MW, valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L 110 kV Paroseni – Targu Jiu.
- La declansarea L400 kV Tantareni - Sibiu, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=5830$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2440 MW, valoare peste care apar suprsarcini pe L 110 kV Paroseni – Targu Jiu..
- La declansarea unei unitati CNE, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=6600$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 3560 MW, valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L 110 kV Paroseni – Targu Jiu.
- La declansarea L400 kV Urechesti-Domnesti, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=5990$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 3490 MW, valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L 110 kV Paroseni – Targu Jiu.
- La declansarea L 400 kV Slatina-Bucuresti Sud, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=6080$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 3240 MW, valoare peste care apar suprsarcini pe L 110 kV Paroseni – Targu Jiu.

4.2. Sectiunea S2

Calculele s-au efectuat pentru scheme cu N, N-1 elemente in functiune in ipoteza de balanta R3 (varf) fara productie in CEE si CFV si cu o unitate in CNE Cernavoda. Initial sectiunea S2 are un deficit de 1802 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 $P_{8\%}=3280$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2370 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 $P_{8\%}=3140$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2420 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 $P_{8\%}=3950$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2370 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 $P_{8\%}=3240$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2370 MW, valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L110 kV IFA -Domnesti;

- La declansarea L 400kV Urechesti - Domnesti, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=3230$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2830 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 $P_{8\%}=3310$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2210 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 3090 MW, iar puterea admisibila in sectiune este de 1860 MW , valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L110 kV IFA -Domnesti;
- La retragerea L400 kV Tantareni - Bradu si declansarea L 220kV Craiova Nord-Turnu Magurele puterea admisibila prin sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 2990 MW, iar puterea admisibila in sectiune este de 2110 MW , valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L110 kV IFA -Domnesti;

4.3. Sectiunea S3

Calculele s-au efectuat pentru scheme cu N, N-1 elemente in functiune in ipoteza de balanta R6 (varf) fara productie in CEE si CFV. Initial sectiunea S3 are un deficit de 374 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 $P_{8\%}=680$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 600 MW (600 MW – reteaua vizibila).
- La declansarea L400 kV Smardan- Gutinas, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=770$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 660 MW (600 MW – reteaua 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 $P_{8\%}=1050$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 370 MW (370 MW reteaua vizibila), valoare peste care apar suprsarcini pe Tr 400/110 kV Medgidia.
S-a considerat ca post declansare se conecteaza linia 110kV Basarabi-Gura Ialomitei si se deconecteaza L110 kV Nazarcea – Constanta Nord.
- La declansarea L400kV Isaccea- Tulcea Vest, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1040$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 760 MW (760 MW – reteaua vizibila), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declansarea unei unitati din CNE Cernavoda, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1600$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 750 MW (750 MW – reteaua vizibila), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.

4.4. Sectiunea S4

4.4.1. Sectiunea S4 in ipoteza de balanta R3 palierul VS cu productie in CEE si CFV si cu doua unitati in CNE Cernavoda.

Deficitul initial al sectiunii este de cca. 1043 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 - lernut, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1250$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 1060 MW (970 MW – reteaua 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 $P_{8\%}=1210$ MW , iar *puterea admisibila in sectiune este 1210 MW (1110 MW – reteaua vizibila)*;
- La declansarea L220 kV Stejaru – Gheorghieni, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1420$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 1210 MW (1100 MW – reteaua vizibila)*, valoare peste care apar suprasarcini pe AT 400/220 kV lernut;
- La declansarea L400 kV Gadalin - lernut, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1510$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 1040 MW (950 MW – reteaua vizibila)*, valoare peste care se supraincarca pe AT 400/220 kV lernut;
- La declansarea L400 kV Rosiori – Oradea Sud, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1510$ MW , iar *puterea admisibila in sectiune este 1350 MW (1230 MW – reteaua vizibila)* valoare peste care se supraincarca pe T7 400/110 kV Cluj Est;
- La declansarea L220 kV Alba Iulia – Cluj Floresti, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1460$ MW , iar *puterea admisibila in sectiune este 1260 MW (1070 MW – reteaua vizibila)*, valoare peste care se supraincarca pe T7 400/110 kV Cluj Est;

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

- La retragerea L400 kV Rosiori - Mukacevo si declansarea L400 kV Sibiu Sud – lernut, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=950$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 810 MW (590MW – reteaua vizibila)*, valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L110 kV Sibiu Nord – Sibiu Sud.
- La retragerea L400 kV Sibiu Sud - lernut si declansarea L400 kV Rosiori - Mukacevo puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=950$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 820 MW (450MW – reteaua vizibila)*, valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L110 kV Sibiu Nord – Sibiu Sud;
- La retragerea L220 kV Alba Iulia – Cluj Fl. si declansarea L400 kV Sibiu Sud - lernut, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}= 1320$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 1140 MW (840 MW – reteaua vizibila)*, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;
- La retragerea L220 kV Stejaru – Gheorghieni si declansarea L400 kV Sibiu Sud - lernut, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1310$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 1040 MW (750 MW – reteaua 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 - lernut, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1350$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este de 1140 MW (820 MW – reteaua 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. 434 MW.

Nota 1: Pentru toate cazurile N se conecteaza: L110 Salonta-Chisinau Cris; L110 kV Aiud – Ocna Mures-Capia Turzii; L110 kV Aiud –IMA- Ocna Mures-Capia 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 - lernut, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1380$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 1120 MW (860 MW – reteaua 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 $P_{8\%}=1310$ MW , iar *puterea admisibila in sectiune este 1190 MW (910 MW – reteaua 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 $P_{8\%}=1420$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 1120 MW (1000 MW – reteaua vizibila)*, valoare peste care se supraincarca pe AT 400/220 kV lernut.
- La declansarea L400 kV Gadalin - lernut, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1440$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 1100 MW (980 MW – reteaua vizibila)*, valoare peste care se supraincarca pe AT 400/220 kV lernut;
- La declansarea L400 kV Rosiori – Oradea Sud, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1480$ MW , iar *puterea admisibila in sectiune este 1300 MW (1160 MW – reteaua 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 $P_{8\%}=1450$ MW , iar *puterea admisibila in sectiune este 1300 MW (1160 MW – reteaua 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 Mintia-Tarnaveni.

- La retragerea L400 kV Rosiori - Mukacevo si declansarea L400 kV Sibiu Sud – lernut, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=830$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 830 MW (630MW – reteaua vizibila)*.
- La retragerea L400 kV Sibiu Sud - lernut si declansarea L400 kV Rosiori - Mukacevo puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=860$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 860 MW (520MW – reteaua vizibila)*.
- La retragerea L220 kV Alba Iulia – Cluj Fl. si declansarea L400 kV Sibiu Sud - lernut, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}= 1270$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 1030 MW (760 MW – reteaua vizibila)*, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;
- La retragerea L220 kV Stejaru – Gheorghieni si declansarea L400 kV Sibiu Sud - lernut, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1280$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 1010 MW (720 MW – reteaua vizibila)*, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;
- La retragerea L400 kV Rosiori – Oradea Sud si declansarea L400 kV Sibiu Sud - lernut, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1320$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este de 640 MW (780 MW – reteaua vizibila)*, valoare peste care valoarea tensiunilor in reteaua de transport si 110kV incepe sa scada sub valorile din Codul RET;

4.4.3. Secțiunea S4 în ipoteza de balanță R6 palierul VS fără producție în CEE și CFV și cu două unități în CNE Cernavoda.

Deficitul initial al secțiunii este de cca. 847 MW.

Nota 1: Pentru toate cazurile N se conectează: L110 Salonta-Chisinau Cris; L110 kV Aiud – Ocna Mures-Capia Turzii; L110 kV Aiud –IMA- Ocna Mures-Capia Turzii, CT110 kV Vascau și se deconectează: CT110 kV Campia Turzii.

Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.4.3):

- La declansarea L400 kV Sibiu Sud - lernut, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1290$ MW, iar *puterea admisibila în secțiune este 1200 MW (1090 MW – reteaua 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 $P_{8\%}=1250$ MW , iar *puterea admisibila în secțiune este 1160 MW (1060 MW – reteaua vizibila)*;
- La declansarea L220 kV Stejaru – Gheorghieni, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1510$ MW, iar *puterea admisibila în secțiune este 1410 MW (1180 MW – reteaua vizibila)*, valoare peste care apar suprasarcini pe AT 400/220 kV lernut;
- La declansarea L400 kV Gadalin - lernut, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1560$ MW, iar *puterea admisibila în secțiune este 1150 MW (1050 MW – reteaua vizibila)*, valoare peste care se suprainercară pe AT 400/220 kV lernut;
- La declansarea L400 kV Rosiori – Oradea Sud, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1580$ MW , iar *puterea admisibila în secțiune este 1450 MW (1300 MW – reteaua vizibila)* valoare peste care se suprainercară pe AT 400/220 kV lernut;
- La declansarea L220 kV Alba Iulia – Cluj Floresti, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1500$ MW , iar *puterea admisibila în secțiune este 1150 MW (1050 MW – reteaua vizibila)*, valoare peste care se suprainercară pe AT 400/220 kV lernut;

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

Se verifică ca sunt conectate ambele AT 220/110 kV Alba Iulia și deconectată CT 110 kV Alba Iulia;
Se verifică ca sunt conectate CT 110 kV Cluj Florești;

Se comută ploturile AT-ului 220/110kV Cluj Florești aflat în funcțiune;

Se verifică să fie în funcțiune automatizarea BC 400 kV Gădălin și Oradea Sud;

Confidential.

- La retragerea L400 kV Rosiori - Mukacevo și declansarea L400 kV Sibiu Sud – lernut, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=850$ MW, iar *puterea admisibila în secțiune este 810 MW (500MW – reteaua vizibila)*, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La retragerea L400 kV Sibiu Sud - lernut și declansarea L400 kV Rosiori - Mukacevo puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=880$ MW, iar *puterea admisibila în secțiune este 740 MW (430MW – reteaua vizibila)*, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.

4.5. Sectiunea S5

4.5.1. Sectiunea S5 in ipoteza de balanta R3 palierul VS cu productie in CCE si CFV.

Deficitul initial al sectiunii este de cca. 556 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 890 MW; iar *puterea admisibila in sectiune este de 770 MW (670 MW – reteaua 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 940 MW; iar *puterea admisibila in sectiune este de 840 MW (720 MW – reteaua vizibila)*, valoare peste care se depaseste curentul limita pe L 110 kV Schela - Smardan;
- La declansarea L400 kV Smardan – Gutinas puterea admisibila in sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}$ este de 900 MW; iar *puterea admisibila in sectiune este de 560 MW (510 MW – reteaua vizibila)*;
- La declansarea L400 kV Bacau Sud – Roman Nord puterea admisibila in sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}$ este de 840 MW; iar *puterea admisibila in sectiune este de 770 MW (670 MW – reteaua 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 900 MW; iar *puterea admisibila in sectiune este de 790 MW (680 MW – reteaua vizibila)*, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;
- La retragerea L220 kV Gutinas - FAI puterea admisibila in sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}$ este de 1040 MW; iar *puterea admisibila in sectiune este de 900 MW (780 MW – reteaua vizibila)*, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La retragerea L400 kV Bacau Sud - Roman Nord si declansarea L400 kV Smardan – Gutinas puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=680$ MW, iar puterea admisibila in sectiune este de 570 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;
- La retragerea L220 kV Barbosi - Filesti si declansarea L400 kV Smardan – Gutinas puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=890$ MW, iar puterea admisibila in sectiune este de 540 MW, valoare peste care se depaseste curentul limita pe L 110 kV Schela - Smardan.
- La retragerea unui AT400/220kV Gutinas si declansarea L400 kV Smardan – Gutinas puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=890$ MW, iar puterea admisibila in sectiune este de 560 MW (510 MW – reteaua vizibila), valoare peste care se depaseste curentul limita pe L 110 kV Schela - Smardan;
- La retragerea L220kV Gutinas – Focsani Vest si declansarea L400kV Smardan - Gutinas puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=870$ MW, iar puterea admisibila in sectiune este de 540 MW (650 MW – reteaua vizibila), valoare peste care se depaseste curentul limita pe L 110 kV Liesti - ICM;

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

- se conecteaza BC 400 kV Gutinas (nu se afla pe acelasi diametru cu LEA 400 kV Brasov-Gutinas);
- se verifica ca este conectata/se conecteaza LEA 110 kV Pogoanele-Jugureanu;
- se conecteaza LEA 110 kV Valea Calugareasca-Urziceni si LEA 110 kV Ramnicu Sarat-Costieni;
- se verifica ca sunt conectate CT 110 kV Liesti, Liesti-Maxineni;
- se conecteaza bucla 110 kV Smardan-CFR Barbosi-Port CSG (CL-110 kV)-Filesti (pentru evitarea incarcarii LEA 110 kV Smardan-Filesti);
- confidential;

- La retragerea L400 kV Brasov – Gutinas si declansarea L400kV Smardan - Gutinas, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=560$ MW iar *puterea admisibila in sectiune este de 410 MW (400MW – reteaua vizibila)*, valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L110 kV Gutinas - Marasesti;

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

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

La retragerea L400 kV Smardan – Gutinas si declansarea L400kV Brasov - Gutinas, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=570$ MW iar *puterea admisibila in sectiune este de 410 MW (340MW – reteaua vizibila)*, valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L110 kV Schela - Smardan;

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 970 MW; iar *puterea admisibila in sectiune este de 590 MW (500MW – reteaua vizibila)*, valoare peste care se depaseste curentul limita pe L 110kV Schela - Smardan;
- La declansarea L400 kV Bacau Sud – Roman Nord puterea admisibila in sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}$ este de 860 MW; iar *puterea admisibila in sectiune este de 760 MW (660MW – reteaua 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 950 MW; iar *puterea admisibila in sectiune este de 830 MW (720MW – reteaua vizibila)*;
- La declansarea L400 kV Brasov – Gutinas puterea admisibila in sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}$ este de 960 MW; iar *puterea admisibila in sectiune este de 920 MW (800MW – reteaua 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 1060 MW; iar *puterea admisibila in sectiune este de 920 MW (790MW – reteaua vizibila)*, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.

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

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

- La retragerea L400 kV Smardan – Gutinas si declansarea L400kV Brasov - Gutinas, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=560$ MW iar *puterea admisibila in sectiune este de 390 MW (260MW – reteaua vizibila)*, valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L110 kV Schela - Smardan;

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

- se conecteaza BC 400 kV Gutinas** (**nu** se afla pe acelasi diametru cu LEA 400 kV Brasov-Gutinas);
- se verifica ca este conectata/se conecteaza LEA 110 kV Pogoanele-Jugureanu;
- se conecteaza LEA 110 kV Valea Calugareasca-Urziceni si LEA 110 kV Ramnicu Sarat-Costieni;
- se verifica ca sunt conectate CT 110 kV Liesti, Liesti-Maxineni;
- se conecteaza bucla 110 kV Smardan-CFR Barbosi-Port CSG (CL-110 kV)-Filesti (pentru evitarea incarcarii LEA 110 kV Smardan-Filesti);

- La retragerea L400 kV Brasov – Gutinas si declansarea L400kV Smardan - Gutinas, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=560$ MW iar *puterea admisibila in sectiune este de 380 MW (340MW – reteaua vizibila)*, valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L110 kV Schela - Smardan;

- La retragerea L220kV Barbosi – Gutinsa si declansarea L400kV Smardan - Gutinas puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=900$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este de 330 MW (260MW – reteaua vizibila)*, valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L110 kV Schela - Smardan;

- La retragerea L220kV Barbosi – Filesti si declansarea L400kV Smardan - Gutinas puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=910$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este de 280 MW (220MW – reteaua vizibila)*, valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L 110 kV Schela - Smardan;

- La retragerea L220kV Lacu Sarat – Filesti si declansarea L400kV Smardan - Gutinas puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=950$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este de 740 MW (640MW – reteaua vizibila)*, valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L 110 kV Schela - Smardan;

La retragerea L400 kV Gutinas – Bacau Sud sunt necesare urmatoarele masuri:

- se verifica buclarea intre zonele FAI, Roman si Gutinas;
- se verifica ca este conectata/se conecteaza LEA 110 kV Pogoanele-Jugureanu;
- se conecteaza LEA 110 kV Valea Calugareasca-Urziceni (efect de cca. 4 A pe elementul critic la contingentă restrictivă);
- se modifica in sens crescator plotul AT5 (6) Gutinas;

Postavarie, dupa declansarea AT5(6) 400/220 kV Gutinas, AT6(5) 400/220 kV Gutinas se incarca la cca. 107%Sn (daca plot initial este 16 pe aceste AT-uri)

Observatie:

Daca rezulta necesar la analiza zilnica:

- se conecteaza CT 110 kV Stejaru;
- se conecteaza LEA 110 kV Costisa-Buhusi, Roman Laminor-Margineni, Roman Laminor-Roman Vest-Filipesti.

- La retragerea L400 kV Gutinas – Bacau Sud si declansarea L400kV Smardan - Gutinas, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=830$ MW iar *puterea admisibila in sectiune este de*

520 MW (430MW – reteaua vizibila), valoare peste care se depaseste curentul limita pe L 110 kV Schela - Smardan;

4.5.3. Sectiunea S5 in ipoteza de balanta R6 palierul VS fara productie in CCE si CFV.

Deficitul initial al sectiunii este de cca. 696 MW.

Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.5.3):

- La declansarea L400 kV Roman Nord – Suceava puterea admisibila in sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}$ este de 950 MW; iar *puterea admisibila in sectiune este de 890 MW (820 MW – reteaua 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 940 MW; iar *puterea admisibila in sectiune este de 900 MW (830 MW – reteaua 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 950 MW; iar *puterea admisibila in sectiune este de 910 MW (840 MW – reteaua 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 900 MW; iar *puterea admisibila in sectiune este de 860 MW (790 MW – reteaua 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 950 MW; iar *puterea admisibila in sectiune este de 880 MW (810 MW – reteaua 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 1110 MW; iar *puterea admisibila in sectiune este de 980 MW (900 MW – reteaua vizibila)*, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.

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

- se conecteaza BC 400 kV Gutinas (nu se afla pe acelasi diametru cu LEA 400 kV Brasov-Gutinas);
- se verifica ca este conectata/se conecteaza LEA 110 kV Pogoanele-Jugureanu;
- se conecteaza LEA 110 kV Valea Calugareasca-Urziceni si LEA 110 kV Ramnicu Sarat-Costieni;
- se verifica ca sunt conectate CT 110 kV Liesti, Liesti-Maxineni;
- se conecteaza bucla 110 kV Smardan-CFR Barbosi-Port CSG (CL-110 kV)-Filesti (pentru evitarea incarcarii LEA 110 kV Smardan-Filesti);
- se ridica nivelul tensiunii in zona sectiunii S5, prin utilizarea tuturor mijloacelor disponibile, inclusiv a bateriilor de condensatoare disponibile in judetele Suceava, Botosani, Neamt;)

-confidential;

Postavarie, dupa declansarea AT 400/220 kV Lacu Sarat aflat in functiune, pentru descarcarea T1 400/110 kV Smardan de la cca. 103%Sn in varianta se conecteaza AT 400/220 kV Lacu Sarat aflat in rezerva.

- La retragerea L400 kV Brasov – Gutinas si declansarea L400kV Smardan - Gutinas, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=600$ MW iar *puterea admisibila in sectiune este de 580 MW (490 MW – reteaua vizibila)*, valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L110 kV Smardan - Schela ;
- La retragerea L400 kV Smardan – Gutinas si declansarea L400kV Brasov - Gutinas, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=600$ MW iar *puterea admisibila in sectiune este de*

580 MW (490 MW – reteaua vizibila), valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L110 kV Schela - Smardan;

4.6 Sectiunea S6

4.6.1. Sectiunea S6 in ipoteza de balanta R3 palierul VS cu productie in CCE.

Excedentul initial al sectiunii S6 este de 2868 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 $P_{8\%}=5040$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2990 MW (2880 MW – reteaua vizibila), valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L110 kV Liesti- ICM;
- La declansarea L400kV Bucuresti Sud – Pelicanu, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=5180$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2800 MW, (3680 MW – reteaua vizibila), valoare peste care se depaseste curentul limita pe L400 kV Cernavoda – Pelicanu;
- La declansarea L400kV Bucuresti Sud – Gura Ialomitei, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=5020$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 3720 MW, (3600 MW – reteaua vizibila), valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L110 kV Pogoanele – Jugureanu.
- La declansarea L400kV Isaccea – Tulcea Vest, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=4330$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 3800 MW (3680 MW – reteaua vizibila), valoare peste care apar suprasarcini pe T2 400/110 kV Medgidia;
- La declansarea L400kV Tariverde – Tulcea Vest, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=5250$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 4980 MW, (4820 MW – reteaua vizibila), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declansarea L400kV Brasov – Gutinas, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=5360$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 4710 MW, (4570 MW – reteaua vizibila), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declansarea L220kV Barbosi – Gutinas, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=5420$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 4800 MW (4650 MW – reteaua vizibila), valoare peste care se depaseste curentul limita pe L400kV Smirdan - Gutinas;

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

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

- La retragerea L400 kV Smardan – 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 1950 MW (1770 MW – reteaua vizibila), valoare peste care se depaseste curentul limita termica L 110kV Gutinas – Marasesti;

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

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

-se conecteaza LEA 110 kV Valea Calugareasca-Urziceni si LEA 110 kV Ramnicu Sarat-Costieni;
-se verifica ca sunt conectate CT 110 kV Liesti, Liesti-Maxineni;
-se conecteaza bucla 110 kV Smardan-CFR Barbosi-Port CSG (CL-110 kV)-Filesti (pentru evitarea incarcarii LEA 110 kV Smardan-Filesti);
-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 4390 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 1950 MW (*1840 MW – reteaua vizibila*), valoare peste care se depaseste curentul limita termica L 110kV Gutinas – Marasesti;

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 LEA 110 kV Valea Calugareasca-Urziceni, LEA 110 kV Ramnicu.Sarat-Costieni;
-daca RTh Baraganu nu este finalizata se mentine conectata LEA 110 kV Pogoanele-Jugureanu;
-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 4130 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2660 MW, 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 conecteza 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 4600 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2860 MW (*2700 MW – reteaua 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 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 conecteza si al doilea circuit al LEA 400 kV Tantareni-Kozlodui;

- 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 4430 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2860 MW (*2700 MW – reteaua vizibila*), valoare peste care se depaseste curentul limita pe L 110kV Liest- ICM;

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

-se creste nivelul tensiunii in RET in zona Dobrogea, prin mijloacele disponibile;
-se verifica ca sunt deconectate LEA 110 kV Valea Calugareasca-Urziceni, LEA 110 kV Ramnicu.Sarat-Costieni;
-daca RTh Baraganu nu este finalizata se mentine conectata LEA 110 kV Pogoanele-Jugureanu;
-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 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 2890 MW , valoare peste care se depaseste curentul limita pe L 110kV Liest- ICM;

La retragerea 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 LEA 110 kV Valea Calugareasca-Urziceni, LEA 110 kV Ramnicu.Sarat-Costieni;
- daca RTh Baraganu nu este finalizata se mentine conectata LEA 110 kV Pogoanele-Jugureanu;
- 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 Cernavoda – Pelicanu si declansarea L400 kV Smirdan – Gutinas puterea admisibila prin sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 4190 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2790 MW , valoare peste care se depaseste curentul limita pe L 110kV Liest- ICM;

La retragerea L400 kV Lacu Sarat – Gura Ialomitei sunt necesare urmatoarele masuri:

- se verifica ca este conectata/se conecteaza LEA 110 kV Pogoanele-Jugureanu;
- se conecteaza LEA 110 kV Valea Calugareasca-Urziceni si LEA 110 kV Ramnicu Sarat-Costieni;
- se 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 4830 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 3400 MW (*3200 MW – reteaua vizibila*), valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe 110kV Liest- Vulturul;

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; (buclare intre zona Constanta+Medgidia si zona Tulcea prin 3 cai de curent);
- se conecteaza CLT 110 kV Navodari;
- 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 3170 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2020 MW (*1550 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; (buclare intre zona Constanta+Medgidia si zona Tulcea prin 3 cai de curent);
- se conecteaza CLT 110 kV Navodari;

- 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 3380 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2230 MW ($2150 \text{ MW} - \text{reteaua vizibila}$), 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 1961 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 $P_{8\%}=4360 \text{ MW}$ iar puterea admisibila in sectiune este de 3700 MW ($3580 \text{ MW} - \text{reteaua vizibila}$), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;
- La declansarea L400kV Bucuresti Sud – Pelicanu, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=4170 \text{ MW}$ iar puterea admisibila in sectiune este de 3080 MW, ($2990 \text{ MW} - \text{reteaua vizibila}$), valoare peste care se depaseste curentul limita pe L400 kV Bucuresti Sud – Gura Ialomitei.
- La declansarea L400kV Bucuresti Sud – Gura Ialomitei, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=4160 \text{ MW}$ iar puterea admisibila in sectiune este de 3290 MW, ($3190 \text{ MW} - \text{reteaua vizibila}$), 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 $P_{8\%}=3920 \text{ MW}$ iar puterea admisibila in sectiune este de 3440 MW ($3370 \text{ MW} - \text{reteaua vizibila}$), 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 $P_{8\%}=4100 \text{ MW}$ iar puterea admisibila in sectiune este de 3990 MW, ($3840 \text{ MW} - \text{reteaua vizibila}$), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RE .
- La declansarea L400kV Brasov – Gutinas, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=4160 \text{ MW}$ iar puterea admisibila in sectiune este de 3720 MW, ($3590 \text{ MW} - \text{reteaua vizibila}$), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declansarea L220kV Barbosi – Gutinas, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=4100 \text{ MW}$ iar puterea admisibila in sectiune este de 4100 MW ($3950 \text{ MW} - \text{reteaua vizibila}$).

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

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

- 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 4460 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 3830 MW ($3680 \text{ MW} - \text{reteaua vizibila}$), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La retragerea L400 kV Smirdan – Gutinas si declansarea L220 kV Barbosi – Gutinas(linie lunga), puterea admisibila prin sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 4130 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2690 MW ($2540 \text{ MW} - \text{reteaua vizibila}$), valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L110 kV Schela - Smardan;

5. VERIFICAREA STABILITATII TRANZITORII SI A AUTOMATICILOR

confidential

6. CONCLUZII SI PROPUNERI DE MASURI

6.1. Propuneri pentru schema normala de functionare

Pentru iarna 2018-2019 se propun **schemele normale de functionare** 220-400kV si 110kV prezentate in anexele 6.1 si 6.2.

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

DET 1

Statia 220/110 kV Dumbrava:

- Linia lunga provizorat 220 kV Gutinas-Stejaru, derivatie AT1 Dumbrava in functiune;
- AT 2 200 MVA dezlegat de la borne 220 kV si 110 kV;

Statia 110/20/6 kV Galata:

- LEA 110 kV B4 la bara 1 - 110 kV ;
- LEA 110 kV FAI circ. 2 la bara 2A - 110 kV ;

Statia 110 kV CET Bacau:

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

DET2

Statia 400/110 kV Domnesti

- CC 400 kV retrasa definitiv din exploatare
- BTf 400 kV retrasa definitiv din exploatare

Statia 400 kV Isaccea

- In perioada de valabilitate a schemei normale de vara 2018, în statia Isaccea s-au realizat provizoratul linie lunga LEA 400 kV Smardan - Stupina utilizand LEA 400 kV Isaccea - Smardan circ.2 si LEA 400 kV Isaccea - Stupina;

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 calda 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 calda 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 rezerva calda;
- AT2-200 MVA in functiune;
- LEA 220 kV Gradiste in functiune la Bara 1- 220 kV;

Statia 220/110 kV Tr. Severin Est:

In statia Tr. Severin Est la momentul actual se executa lucrarile de modernizare circuite primare si secundare:

- celulele 220 kV, 110 kV aferente AT1 200 MVA sunt dezafectate si in curs de modernizare;

- AT1 200MVA retras din exploatare pentru inlocuire, se va reda in exploatare in cursul semestrului de iarna 2018-2019 (estimat in luna noiembrie), dupa care se va retrage pentru inlocuire si modernizare AT2 200MVA si celulele aferente;
- LEA 220kV Portile de Fier -Tr. Severin circ. 1 are conductoarele dezlegate de la rigla statiei Tr. Severin, fiind sub tensiune din statia Portile de Fier;

DET 4

Statia 220 kV Otelarie Hunedoara:

- LEA 220kV provizorat Pestis - Otelarie Hunedoara – T2 160 MVA 220/33kV in functiune;

Statia 220/110 kV Resita (lucrari de retehnologizare in desfasurare)

- AT2 220/110 kV Resita retras definitiv din exploatare (celula 220 kV AT2 220/110 kV utilizata ca CT 220 kV)
- LEA 220 kV laz circ. 2 retrasa din exploatare cu cordoanele dezlegate (celula LEA 220 kV retrasa din exploatare pentru retehnologizare)

Statia 220 kV Retezat

- TH1, TH2 si LEA 220 kV Hasdat cu celula 220 kV laz in functiune pe B 1 – 220 kV;
- celula 220 kV Hasdat in rezerva calda pe B 1 – 220kV;
- B2 – 220 kV in rezerva

DET 5

Statia 220/110 kV Alba Iulia

AT1 si AT2 220/110 kV in functiune si CT 110 kV in rezerva

Statia 220/110 kV Cluj Floresti

AT2 220/110 kV in rezerva si CT 110 kV in functiune

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

DET 1:

AT4 220/110 kV Gutinas, AT3 400/220 kV Lacu Sarat, AT2 220/110 kV FAI;

DET 2:

AT1,3 220/110 kV Turnu Magurele, T4 400/110 kV Gura Ialomitei, AT1 220/110 kV Ghizdaru;

DET 3:

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

DET 4:

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

DET 5:

AT2 220/110 kV Cluj Floresti, AT1 220/110 kV Ungheni, 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 descisa 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>	311
zona Tulcea	487
zona 110kV L.Sarat, Smardan	146
zona statiilor 400/110kV Stupina si Rahman	590
zona statiei 400/110kV Tariverde	585
zona Baltagesti, G. Ialomitei	250
zona Moldova	180
zona Banat	68
Total SEN	2906

Se mentioneaza ca acest set de CEED modelate este acelasi cu cel din sezonul precedent de vara 2018, 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 CEE modelate este acelasi cu cel din sezonul precedent de vara 2018. Se mentioneaza ca productia considerata la regimul corespunzator palierului VDI este de 350 MW.

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.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

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

- temperatura mediului ambiant 20°C;
- LEA 110 kV Gura Ialomitei-Baltagesti, I_{adm} corespunzator sectiunii conductoarelor active de racord al celulei pana stalpul nr. 1 din statia Gura Ialomitei de 185 mm^2 ;
- nu s-au desfasurat reconductorari suplimentare a LEA 110 kV din Dobrogea fata de sezonul precedent;
- viteza vantului este aceeasi pe tot teritoriul SEN, deci productia CEE modelate este egala cu puterea instalata (mai precis cu P disp neta), in zonele unde nu este necesara limitarea. Limitarile productiei acelor CEE cu aport comun la o anumita depasire de limita admisibila pe un echipament, in cuantumul rezultat ca fiind necesar, au fost considerate proportionale cu puterea instalata sau produsa.
- schema de calcul pentru care s-a facut determinarea puterii maxim admisibile ce poate fi evacuata in conditii de siguranta din CEE este caracterizata prin desfasurarea RTh Focsani Vest cu urmatoarele masuri aferente: conectarea CT 110 kV Liesti si a LEA 110 kV Liesti-Maxineni.

Masurile de dispecerizare a productiei utilizate in calculele 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, pentru reducerea curentului pe LEA 110 kV Gura Ialomitei-Baltagesti, de la cca. 572 A;
- confidential pentru reducerea curentului pe LEA 110 kV Topolog-Tulcea Vest, de la cca. 535 A;

Dupa considerarea acestor limitari, verificarea criteriului N-1 pe schema cu N elemente in functiune, in RED (adica la declansari in reteaua 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 $530 \text{ A} = I_{adm20^\circ\text{C}}$, iar pe LEA 110 kV Medgidia Nord-Medgidia 1 limita este de $720 \text{ A} = 120\% I_{TC}$.

Limitarea productiei CEE din zona Harsova-Medgidia este de cca 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 reteaua de 220-400 kV), in lipsa altor masuri suplimentare fata de conectarea CT 110 kV Liesti si a LEA 110 kV Liesti-Maxineni se constata ca incarcarile pe liniile de 220 kV si 110 kV sunt **admisibile** si ca pentru cele pe unitati de transformare se aplica masuri postavarie, nu mai sunt necesare alte buclari preventive.

Reducerea productiei de la confidential la confidential este identificata ca fiind cea mai mica posibila in conditiile schemei de calcul, in care este retras din exploatare AT 220/110 kV Focsani Vest si in ipoteza de palier de consum (9300 MW) si sold (export 1000 MW) considerata.

Evolutia puterii maxime determinate ca s-ar putea evaca 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
Pmax adm CEE [MW]	confidential	confidential	confidential	confidential	confidential	confidential
Sold export [MW]	confidential	confidential	confidential	confidential	confidential	confidential
Pc [MW]	confidential	confidential	confidential	confidential	confidential	confidential

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 prezентate 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						
	1044														
	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						
	96														
	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 prezентate mai sus se aplica integral sau parcial 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	Cuantum din Pinst. CEE SEN [% din Pinst. a CEE SEN]	PgCEE SEN [MW]	PgCEE Dobrogea 110 kV + Tariverde [MW]	PgCEE S6 [MW]	Depasire pe	La declansare	Masura
1	confidential	confidential	confidential	confidential	LEA 110 kV Medgidia Nord-	LEA 110 kV Mircea Voda-Medgidia Sud	confidential

					Mircea Voda Nord		
2	confidential	confidential	confidential	confidential	LEA 110 kV Baltagesti-Gura Ialomitei	-	confidential
3	confidential	confidential	confidential	confidential	LEA 110 kV Topolog-Tulcea Vest	-	confidential
4	confidential	confidential	confidential	confidential	-	-	-

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 Brazi [MW]	Prod. in CNE [MW]	Sold export [MW]
R1	VST	A	8500	confidential	confidential	confidential	confidential	800
R2	GsT	A	5000	confidential	confidential	confidential	confidential	500
R3*)	VSI	A	9300	confidential	confidential	confidential	confidential	1000
R4	VSI max	A	9800	confidential	confidential	confidential	confidential	1000
R5	VDI import	A	8900	confidential	confidential	confidential	confidential	-300
R6	VSI sold 0, CEE=0	A	9300	confidential	confidential	confidential	confidential	0
R7	VSI sold 0, CEE=0 lipsa gaz	A	9800	confidential	confidential	confidential	confidential	0

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 **R3** (palier varf seara iarna), 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.-Cernavoada (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 lunga Barbosi-Gutinas	confidential	confidential

6.2.5. Managementul congestiilor

confidential

6.3. Conditionari de regim

Pe baza rezultatelor de regim permanent se propun urmatoarele conditionari de regim pentru iarna 2018-2019.

confidential

6.4. 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).

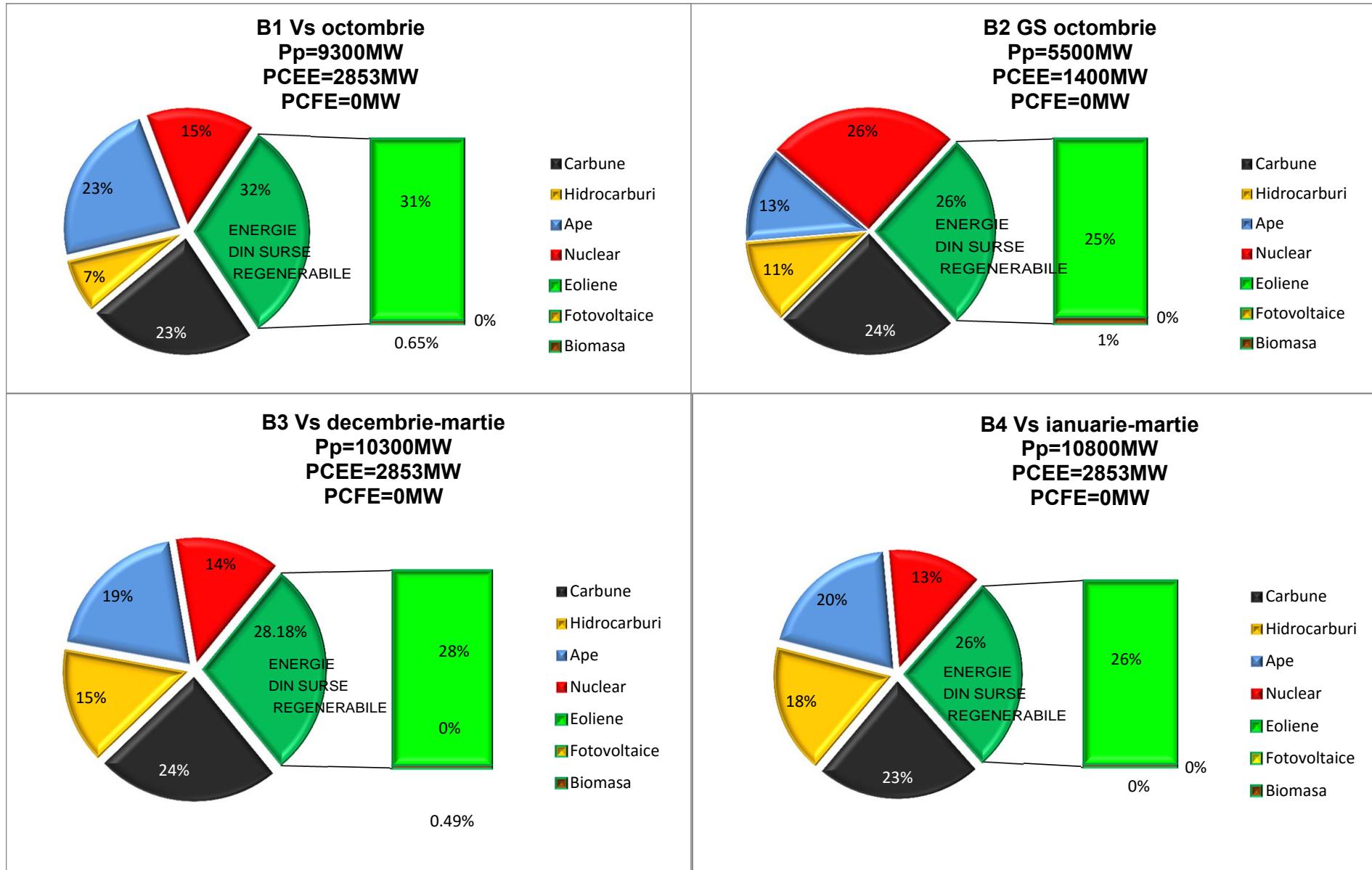
In vederea cresterii puterilor admisibile in sectiunile S2, S3 si S5, determinate de nivelul de tensiune din RED 110 kV aferente zonele statilor 400/110 kV Suceava si Pelicanu, ar fi necesar sa se instaleze in instalatiile operatorilor de distributie sau ale consumatorilor baterii de condensatoare in vedere 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 evacuata din zona Dobrogea si zonele adiacente produsa in CED si implicit a puterii admisibile in sectiunea S6 este nevoie sa se realizeze, in prima urgență, al doilea circuit pe LEA 400 kV Smardan – Gutinas si reorganizarea (radializare) retelei de 110 kV pentru o evacuare directa in reteaua de 400 kV din zona.

6.5. Concluzii stabilitate tranzitorie

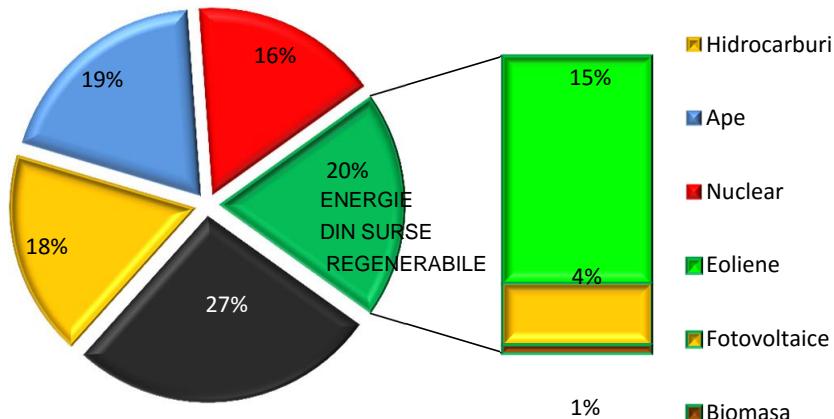
confidential

Structura pe resurse a productiei brute din SEN pentru iarna 2018 - 2019

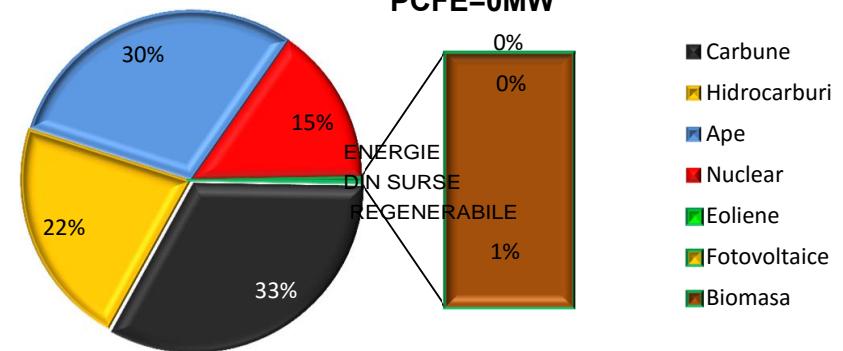


Structura pe resurse a productiei brute din SEN pentru iarna 2018-2019

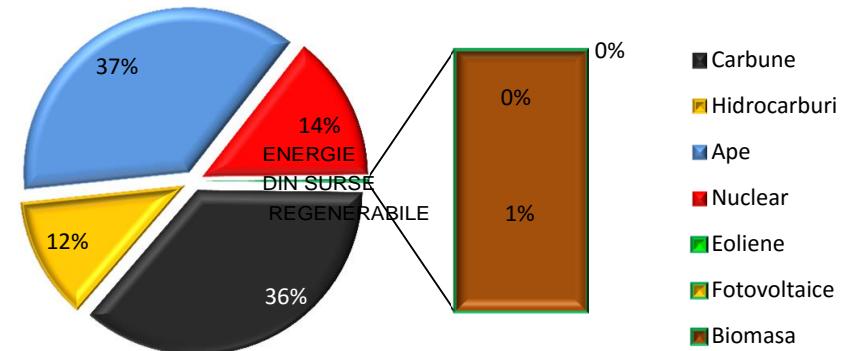
B5 Vd ianuarie-martie
(sold import 300MW)
Pp=8600MW
PCEE=1300MW
PCFE=350MW

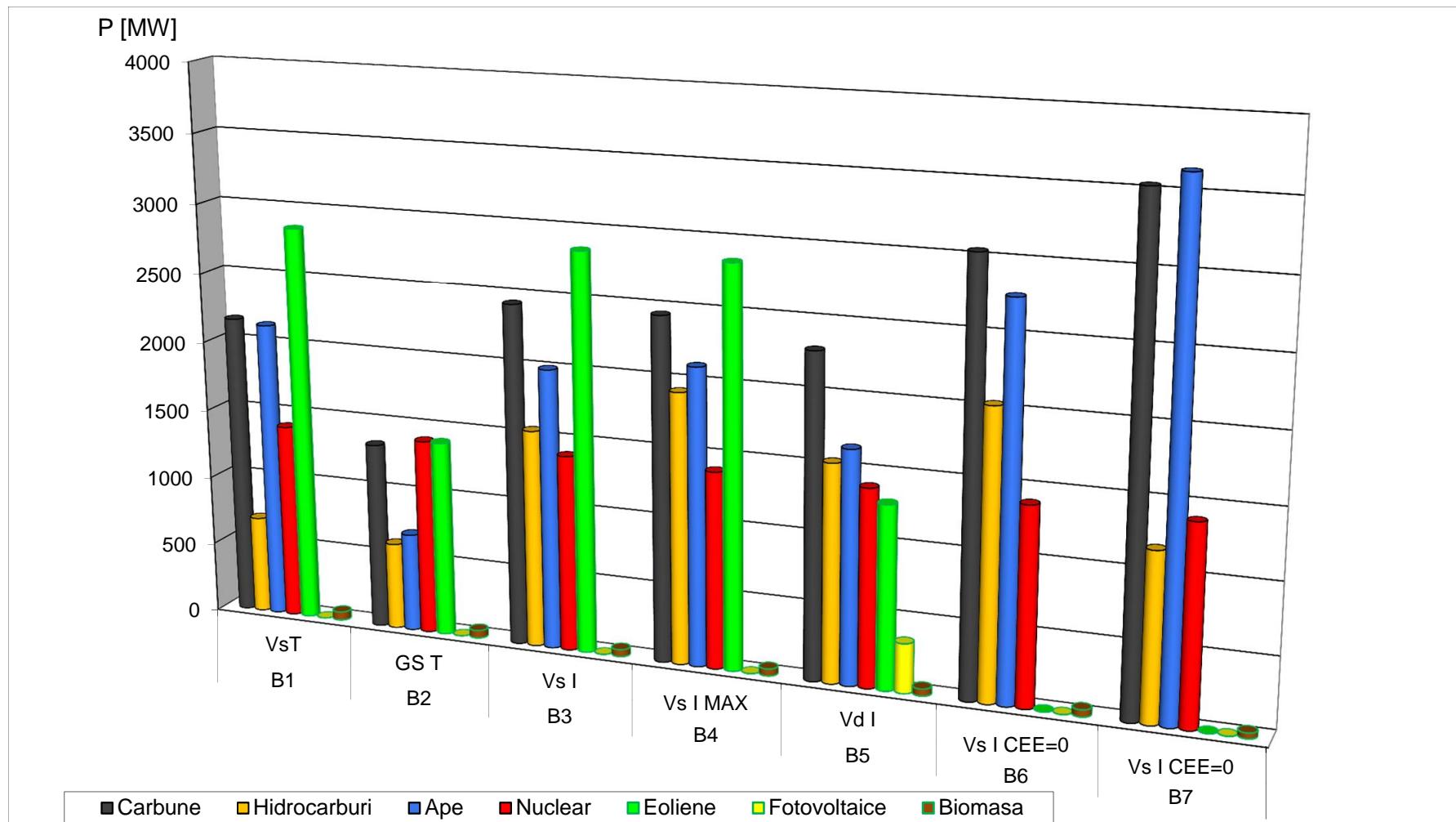


B6 Vs ianuarie-martie
Pp=9300MW
PCEE=0MW
PCFE=0MW



B7 Vs ianuarie-martie
Pp=9800MW
PCEE=0MW
PCFE=0MW



Structura pe resurse a productiei brute din SEN
(valori absolute)

Anexa 3.11.1

Prognosă anuală a valorilor NTC și ATC lunare medii octombrie 2018 - septembrie 2019 [MW]
Yearly Forecast of NTC and ATC average monthly values October 2018 - September 2019 [MW]

Directie / Direction	Tip licitatie/ Auction Type	2018		octombrie / October		noiembrie / November		decembrie / December		ianuarie / January		februarie / February		martie / March		aprilie / April		mai / May		iunie / June		iulie / July		august / August		Gradul de siguranta a realizarii acestei programe (%) / Forecasts Reliability Level (%) octombrie 2018 - septembrie 2019 / October 2018 - September 2019	
		AAC [MW]	NTC [MW]	ATC [MW]	NTC [MW]	ATC [MW]	NTC [MW]	ATC [MW]	NTC [MW]	ATC [MW]	NTC [MW]	ATC [MW]	NTC [MW]	ATC [MW]	NTC [MW]	ATC [MW]	NTC [MW]	ATC [MW]	NTC [MW]	ATC [MW]	NTC [MW]	ATC [MW]	NTC [MW]	ATC [MW]			
RO=>HU	licitatie comună/ common auction	350	531	181	500	150	550	200	550	200	550	200	500	150	450	100	350	0	400	50	450	100	500	150	550	200	octombrie 100%; noiembrie-septembrie 75%
HU=>RO		350	545	195	600	250	700	350	700	350	700	350	700	350	650	300	650	300	600	250	650	300	600	250	450	100	octombrie 100%; noiembrie-septembrie 75%
RO =>SR	licitatie comună/ common auction	200	413	213	400	200	500	300	550	350	550	350	400	200	350	150	350	150	250	50	250	50	400	200	300	100	octombrie 100%; noiembrie-septembrie 75%
SR =>RO		150	469	319	550	400	700	550	750	600	750	600	700	550	650	500	550	400	500	350	550	400	550	400	350	200	octombrie 100%; noiembrie-septembrie 75%
RO =>BG	licitatie comună/ common auction	100	318	218	250	150	250	150	250	150	250	150	250	150	250	150	250	150	250	150	250	150	250	150	250	150	octombrie 100%; noiembrie-septembrie 75%
BG =>RO		100	368	268	300	200	300	200	300	200	300	200	300	200	300	200	300	200	300	200	300	200	300	200	300	200	octombrie 100%; noiembrie-septembrie 75%
RO =>UA	RO aloca 100% cu acord explicit WPS Ucraina/ 100% RO auction with explicit WPS Ukraine accord	0	11	11	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	50	0	0	0	0	50	50	50	50	50	50	octombrie 100%; noiembrie-septembrie 75%
UA =>RO		0	68	68	200	200	200	200	200	200	200	200	200	200	150	150	50	50	50	50	150	150	150	150	150	50	50
RO Export		650	1273	623	1200	550	1350	700	1400	750	1400	750	1200	550	1100	450	950	300	900	250	1000	350	1200	550	1150	500	octombrie 100%; noiembrie-septembrie 75%
RO Import		600	1450	850	1650	1050	1900	1300	1950	1350	1950	1350	1900	1300	1750	1150	1550	950	1450	850	1650	1050	1600	1000	1150	550	octombrie 100%; noiembrie-septembrie 75%

Anexa 3.11.2

NTC ferme pentru octombrie 2018

Valorile NTC fiabile pe granitele Romaniei in **octombrie 2018** pentru licitatii lunare sunt:

NTC	1-3.10	4.10	5.10	6-7.10	8-9.10	10-11.10	12.10	13-14.10	15-16.10	17-19.10	20-21.10	22.10	23.10	24.10	25.10	26.10	27-28.10	29.10	30.10	31.10	
RO=>HU	450	500		550	550		600	550		500	550		500	550		650	450				a
HU=>RO	500									700			500				700	500			
RO =>RS	400	400		500	400		500		350	450		400		500	250						a
RS =>RO	350								800			400		800	450						a
RO=>BG	350									250											a
BG=>RO	400									300											a
RO=>UA	0							0	50			0	50	0	50	0					
UA=>RO	0							300		0			0		300	0					a
RO export	1200	1250		1400	1300		1450	1400	1200	1400	1300		1150	1250	1200	1450		950			
RO import				1250					2200			1200			2100		1250				

- TRM export / import in interfata RO 300 MW / 400 MW, cu exceptia intervalelor in care sunt retrase liniile de interconexiune cu RS si UA, cazuri in care TRM in interfata RO este 200 MW / 300 MW;