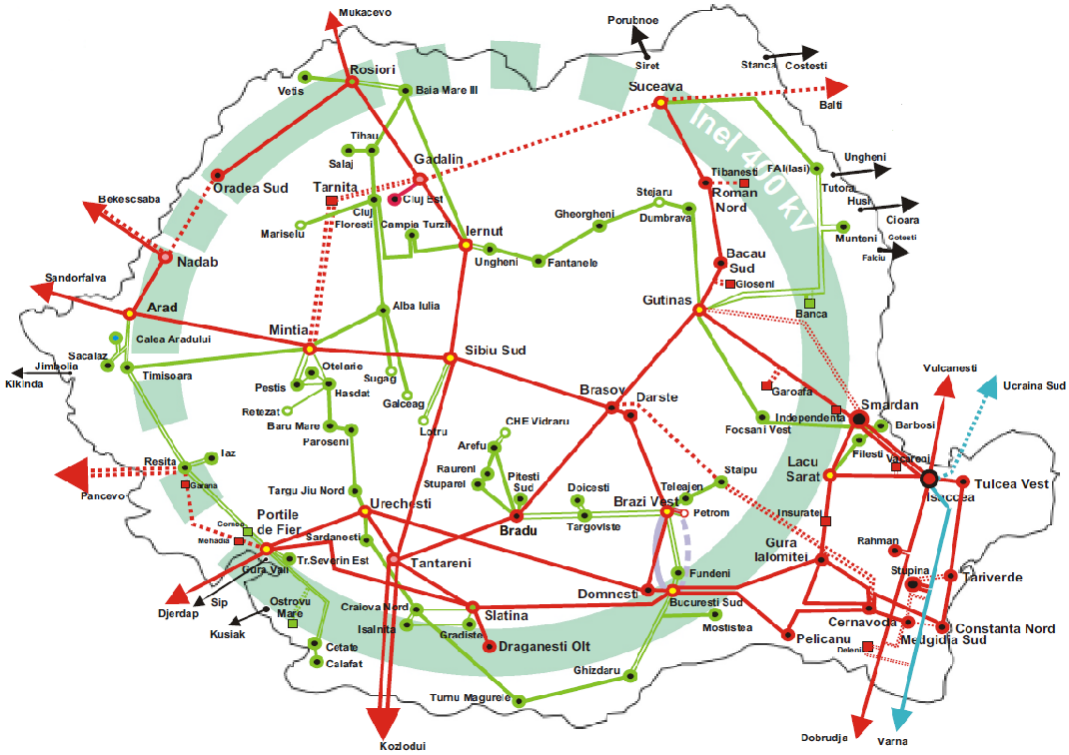
Unitatea Operationala - Dispecerul Energetic National
Bd. Hristo Botev 16-18; sect.3; cod 030236 - Bucureşti
Tel: 021 3035713; 021 3035613; Fax: + 40 21 3035 630

Planificarea operationala a functionarii SEN in vara 2018



Martie 2018

Acest studiu nu poate fi reprodus, imprumutat, expus sau folosit in niciun alt scop dacât cel pentru care a fost comandat si executat.
Informatiile continute in acest document nu pot fi transmise la terti sau folosite in alte scopuri fara acordul scris al UNO - DEN

CUPRINS

1. INTRODUCERE 4
2. BALANTELE DE PUTERE 5
2.1. Consumuri inregistrate in ziua caracteristica din vara 2017 5
2.2. Consumuri inregistrate in vara 2017 8
2.3. Valori NTC in vara 2017 10
2.4. Evoluţia necesarului de energie electrică în vara 2018 11
2.5. Consumul intern brut mediu lunar prognozat pentru vara 2018 12
2.6. Capacitati de productie 13
2.7. Variantele de balanta 14
2.8. Servicii tehnologice de sistem 15
3. REGIMURI STATIONARE DE FUNCTIONARE A SEN 16
3.1. Schema de calcul 17
3.2. Variante de regimuri analizate 20
3.3. Analiza regimurilor de functionare 20
3.3.1. Prezentarea CEE modelate 20
3.3.2. Prezentarea CEF modelate 23
3.3.3. Analiza regimurilor de functionare in schema N 25
A. Circulatii de putere 25
B. Nivel de tensiune si stabilirea domeniului de variatie al tensiunii 27
C. Consumul propriu tehnologic 29
D. Verificarea criteriului de siguranta N-1 pentru regimurile de functionare 30
3.3.4. Analiza regimurilor de functionare in scheme cu retrageri 47
3.4. MANAGEMENTUL CONGESTIILOR 48
confidential 48
3.5. CAPACITATI NETE DE SCHIMB ALE SEN (NTC) 49
3.5.1 NTC sezoniere maxime negarantate, pentru topologie normala 49
3.5.2 NTC lunare/sublunare ferme 51
4. VERIFICAREA STABILITATII STATICE 52
4.1 Sectiunea S1 53
4.2. Sectiunea S2 53
4.3. Sectiunea S3 54
4.4. Sectiunea S4 54
4.5. Sectiunea S5 57
4.6. Sectiunea S6 59
5. VERIFICAREA STABILITATII TRANZITORII SI A AUTOMATICILOR 62
6. CONCLUZII SI PROPUNERI DE MASURI 63
6.1. Propuneri pentru schema normala de functionare 63
6.2. Concluzii regimuri stationare 65
confidential 69
6.3. Conditionari de regim 70
6.4. Concluzii stabilitate statica 71
6.5. Concluzii stabilitate tranzitorie 71
6.6. Propuneri de finalizare sau incepere a unor proiecte de dezvoltare a RET 71

ANEXE:

2.7.2 Structura pe resurse a productiei brute din SEN in vara 2018

3.11 Valori NTC ferme pentru luna aplilie 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 vara 2018 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. 4 / 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 detaliând valorile puterilor contractate / estimate pentru unitatile dispecerizabile din CTE Iernut;
- informatiile primite de la Operatorii de Distributie referitoare la consumatori (evolutie consum, puneri in functiune a unor statii noi in RED).

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 vara o balanta de puteri cu o productie la vârf de 9000 MW, care acopera un consum intern de 8000 MW la vârful 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 de import pentru scheme cu 1 sau 2 unitati in functiune in CNE Cernavoda.

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.

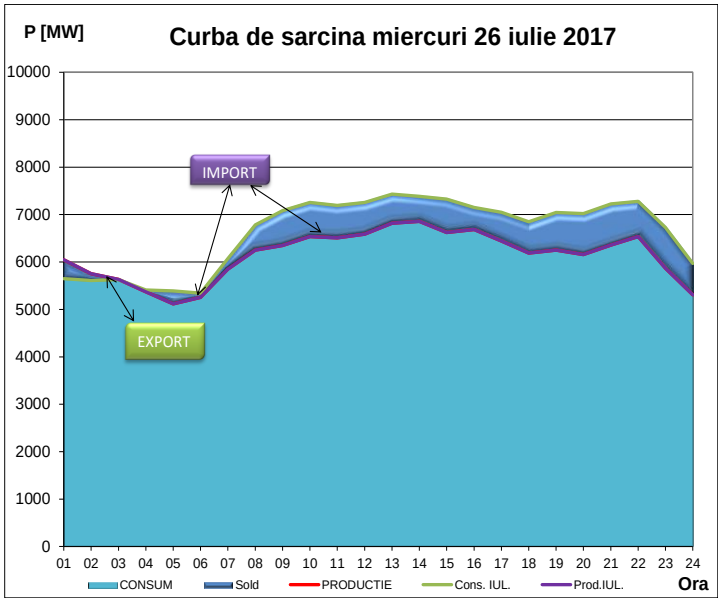
2. BALANTELE DE PUTERE

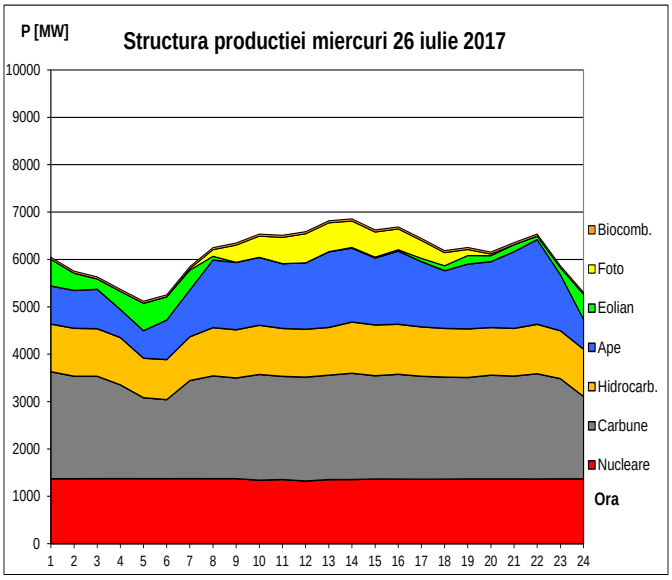
2.1. Consumuri inregistrate in ziua caracteristica din vara 2017

Inregistrarea valorilor (instantanee) consumului intern brut pentru palierele caracteristice de functionare în vara 2017 s-a facut în ziua de miercuri 26 iulie 2017 (pentru vârful de dimineata, vârful de seara şi golul de noapte) si noaptea de 30/31 iulie (pentru golul de sarbatoare).
Valorile consumurilor inregistrate pe ansamblul SEN la palierele caracteristice în ziua caracteristica au fost:

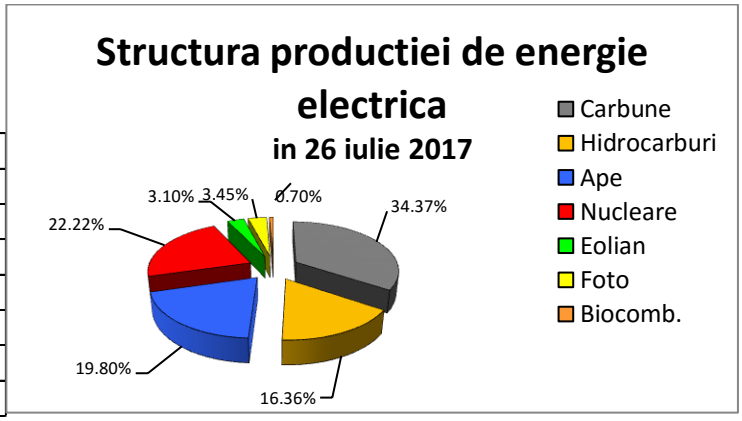
26 iulie **2017**
-vârful de dimineaţă: 7386 MW ora 14
-vârful de seară: 7281 MW ora 22
-golul de noapte: 5411 MW ora 04
31 iulie **2017**
-golul de sărbătoare: 5027 MW ora 04 .

Structura productiei in ziua caracteristica d.p.d.v. al combustibililor utilizati pentru acoperirea consumului si a soldului:



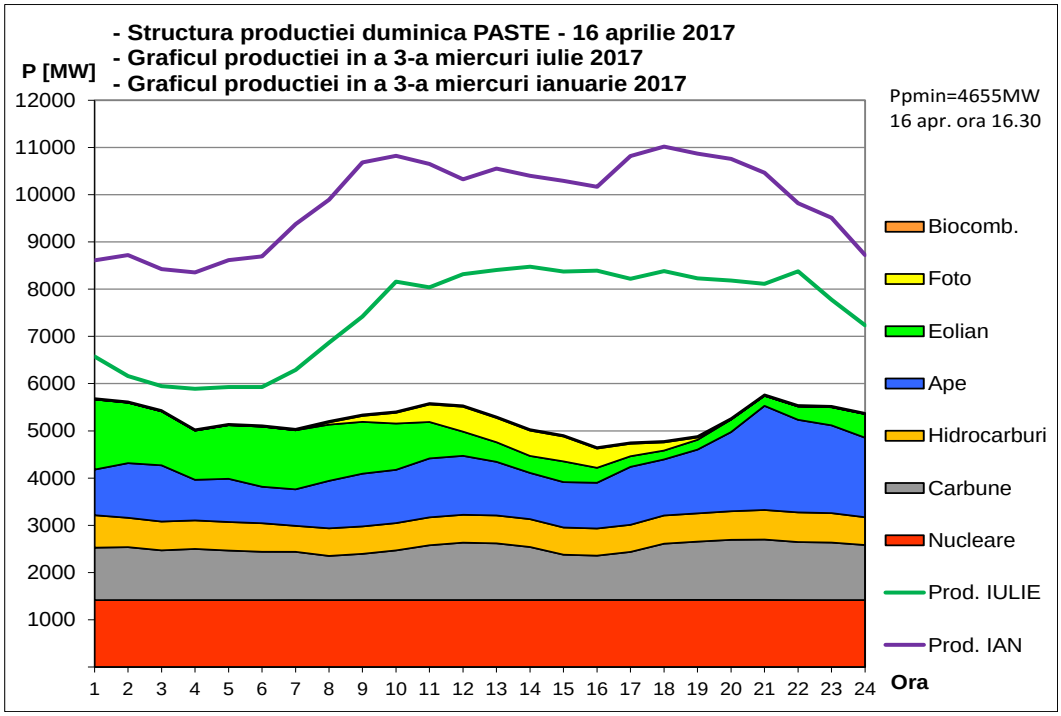


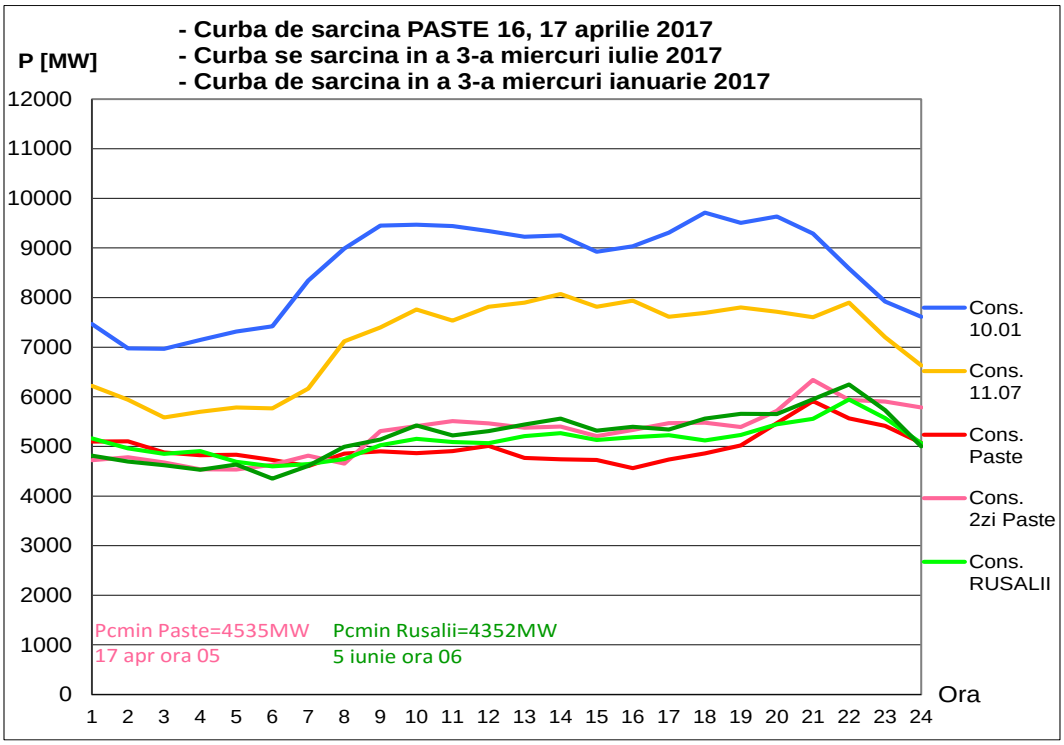
Structura productiei [MWh/h,%]	Carbune	2110	34.37%
	Hidrocarburi	1004	16.36%
	Ape	1216	19.80%
	Nucleare	1364	22.22%
	Eolian	190	3.10%
	Foto	212	3.45%
	Biocomb.	43	0.70%
Total productie		6139	100%

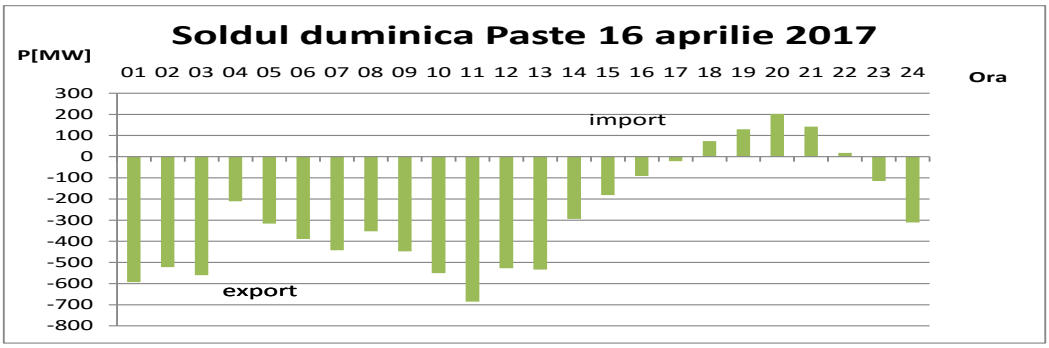


Pentru o analiza comparativa a diferentei intre gol si varf, sunt reprezentate pe graficul de mai jos productia in ziua de Paste 16 aprilie si productiile in a 3a miercuri a lunii iulie si a 3a miercuri a lunii ianuarie 2017. Pe graficul urmator sunt reprezentate curbele consumului din zilele de sarbatoare (prima si a 2-a zi) de Paste si Rusalii cu mentionarea consumului minim corespunzator sarbatorii de Paste si de Rusalii.

In perioada analizata s-a atins si golul minim anual egal cu 4352 MW inregistrat in perioada de sarbatoare de Rusalii luni a 2-a zi de Rusalii 5 iunie 2017 ora 6.

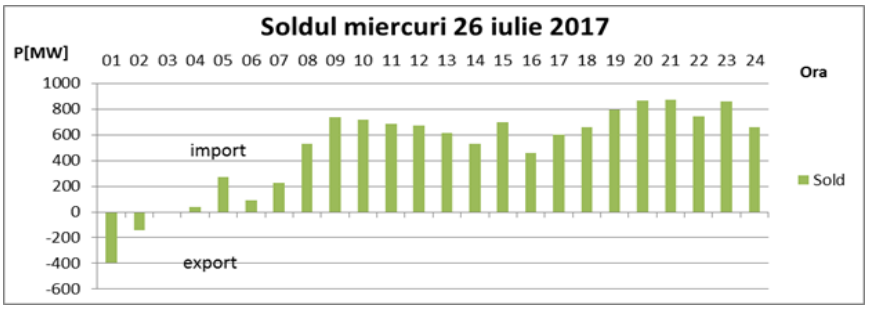

- Structura productiei duminica PASTE - 16 aprilie 2017
- Graficul productiei in a 3-a miercuri iulie 2017
- Graficul productiei in a 3-a miercuri ianuarie 2017
P [MW]
Ppmin=4655MW
16 apr. ora 16.30
Biocomb.
Foto
Eolian
Ape
Hidrocarburi
Carbune
Nucleare
Prod. IULIE
Prod. IAN
Ora

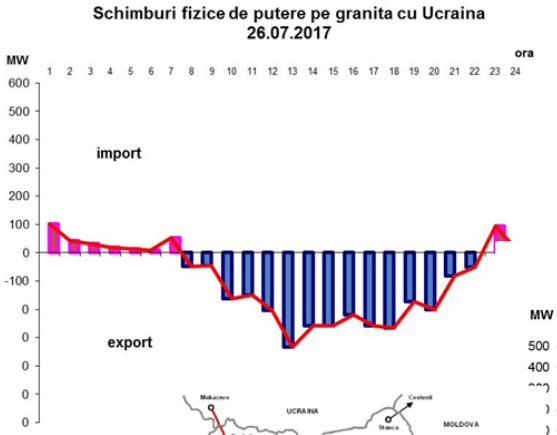

- Curba de sarcina PASTE 16, 17 aprilie 2017
- Curba se sarcina in a 3-a miercuri iulie 2017
- Curba de sarcina in a 3-a miercuri ianuarie 2017
P [MW]
Cons. 10.01
Cons. 11.07
Cons. Paste
Cons. 2zi Paste
Cons. RUSALII
Pcmin Paste=4535MW
17 apr ora 05
Pcmin Rusalii=4352MW
5 iunie ora 06
Ora

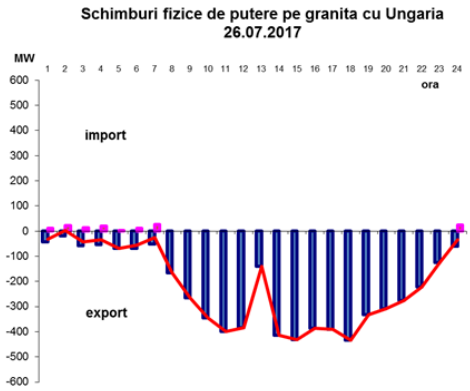

Soldul duminica Paste 16 aprilie 2017
P[MW]
Ora
import
export

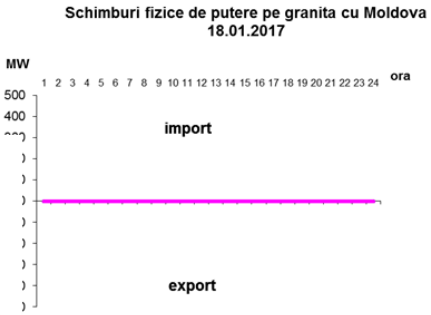
Schimburi fizice pe granite in ziua caracteristica de vara – 26 iulie 2017

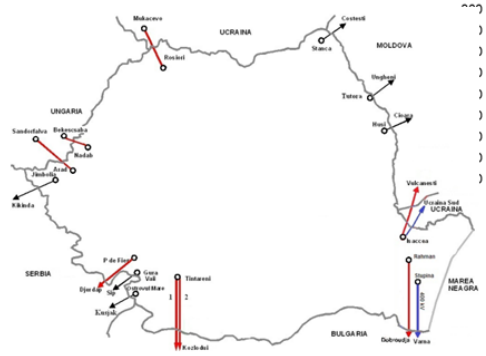
Soldul de pe liniile de interconexiune inregistrat in ziua caracteristica de vara 26 iulie 2017 a fost rezultatul schimburilor comerciale si tehnice. Schimburile tehnice au fost rezultatul circulatiilor in bucla intre sistemele interconectate si al schimburilor pentru reglajul frecventei. Valoarea soldului SEN si repartizarea lui pe granite sunt reprezentate in graficele de mai jos.

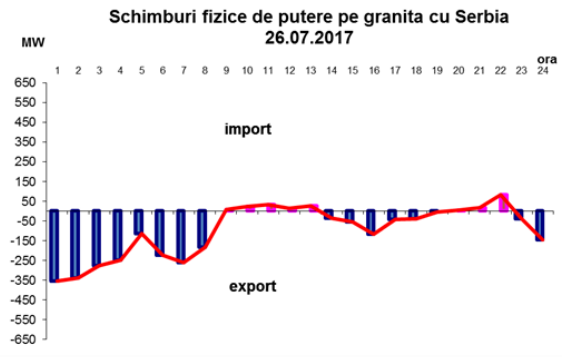


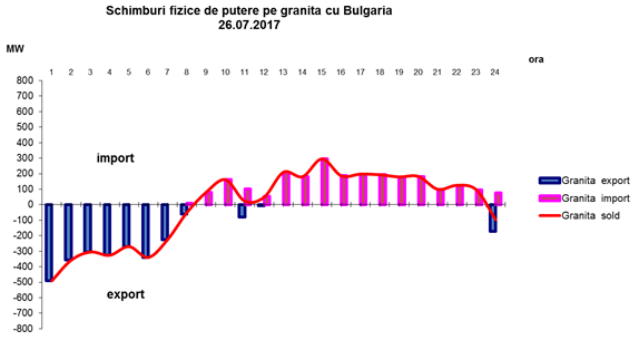










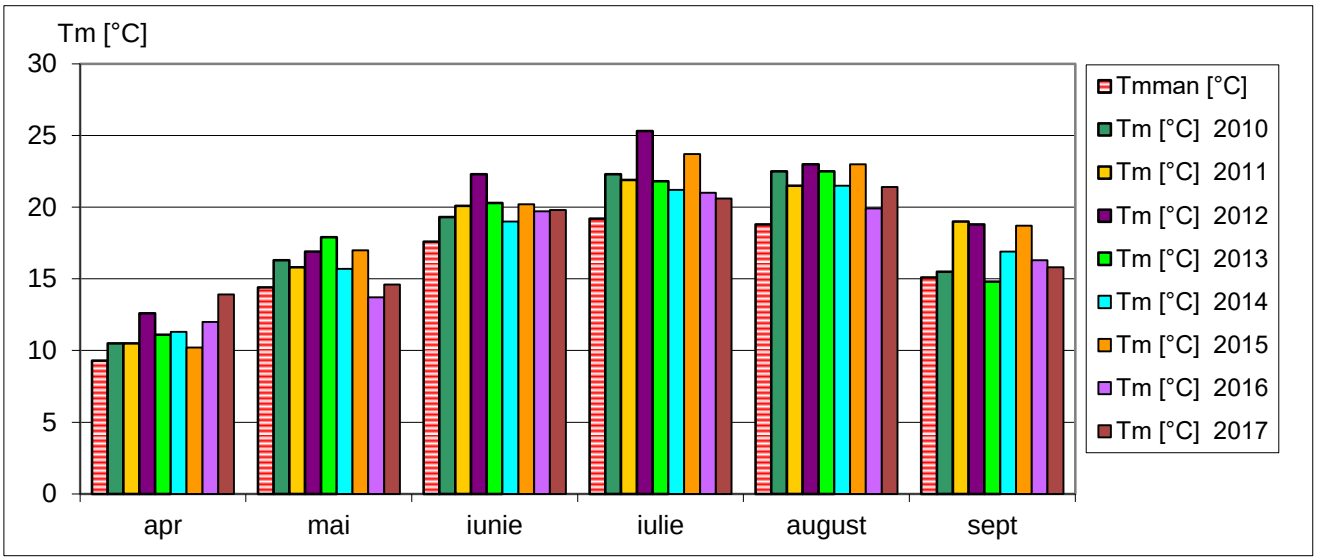


2.2. Consumuri inregistrate in vara 2017

Vara anului 2017 a fost o vara normala dpdv termic si pluviometric.

Cea mai calda luna a verii a fost luna august. In prima saptamana s-au inregistrat valori peste 40°C in special in partea de SE a tarii. La numeroase statii meteorologice s-au inregistrat noi recorduri zilnice ale celor mai ridicate temperaturi maxime din intreg sirul de observatii in zilele de 1-6 august.

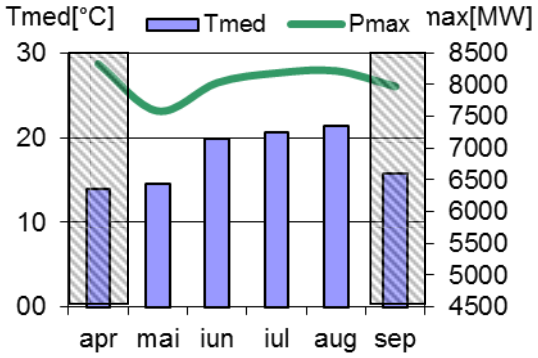
Luna	Tmman [°C]	Tm [°C] 2010	Tm [°C] 2011	Tm [°C] 2012	Tm [°C] 2013	Tm [°C] 2014	Tm [°C] 2015	Tm [°C] 2016	Tm [°C] 2017
apr	9.3	10.5	10.5	12.6	11.1	11.3	10.2	12.0	13.9
mai	14.4	16.3	15.8	16.9	17.9	15.7	17.0	13.7	14.6
iunie	17.6	19.3	20.1	22.3	20.3	19	20.2	19.7	19.8
iulie	19.2	22.3	21.9	25.3	21.8	21.2	23.7	21.0	20.6
august	18.8	22.5	21.5	23.0	22.5	21.5	23.0	19.9	21.4
sept	15.1	15.5	19	18.8	14.8	16.9	18.7	16.3	15.8



Tm- temperatura medie lunara

Tm_m- temp. medie lunara multianuala

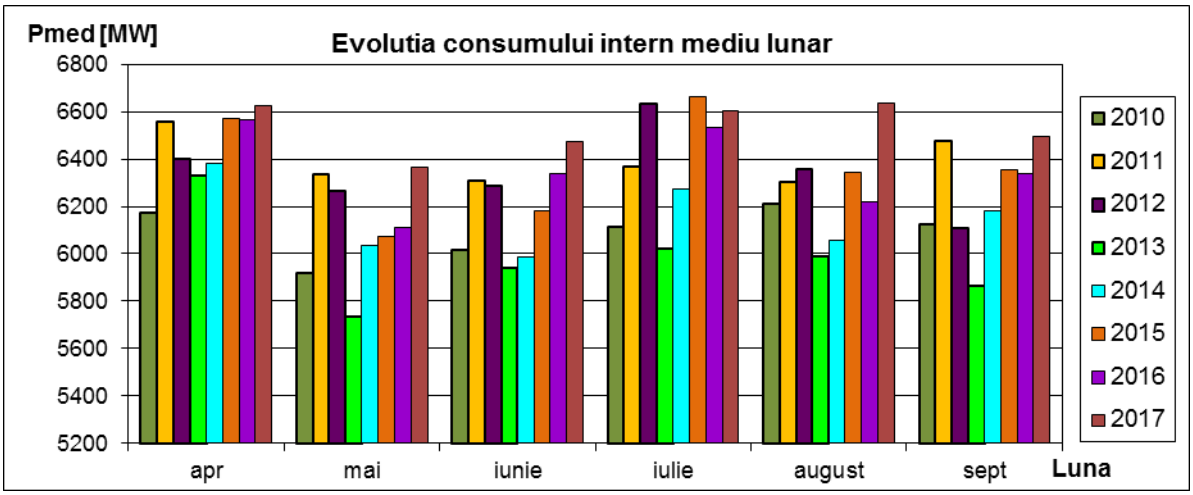
Luna	Tmed	Pmax
apr	13.9	8329
mai	14.6	7586
iun	19.8	8031
iul	20.6	8184
aug	21.4	8219
sep	15.8	7972



Consumul maxim a fost inregistrat in ziua de 4 august In luna august si a fost de 8245 MW la ora 13.30 – valoare instantanee.

Evolutia valorilor consumului mediu lunar din cele 6 luni ale verilor 2010-2017 este prezentata in graficul de mai jos :

Pmed lunara	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017
apr	6174	6560	6398	6332	6381	6572	6567	6626
mai	5921	6337	6265	5735	6038	6073	6110	6365
iunie	6017	6311	6287	5940	5988	6181	6340	6471
iulie	6115	6366	6635	6024	6273	6665	6535	6605
august	6212	6301	6359	5987	6059	6341	6219	6637
sept	6127	6479	6110	5863	6181	6356	6340	6496



Consumul maxim al intregii perioade de 6 luni a fost 8329 MW la ora 21 in ziua de miercuri 19 aprilie 2017.
Valoarea instantanee maxima a ***consumului*** intern brut realizat în perioada iunie-august a fost de 8245 MW înregistrat în ziua de vineri 4 august 2017 ora 13.30. Valoarea instantanee maxima a ***productiei*** brute realizate în perioada iunie-august a fost de 8963 MW înregistrat în ziua de miercuri 12 iulie 2017 ora 14.30. Valoarea minima a consumului intern brut a fost înregistrata in noaptea zilei de luni 5 iunie, cea de-a doua zi de Rusalii, la ora 6 fiind de 4352 MW (gol de noapte de sarbatoare Rusalii).

Tabelul 2.2.1 Consumuri inregistrate in vara 2017 [MW]

P prognozata in studiul vara 2017	Realiz. 2017	Vd-max/ ora		Vd-med/ ora		Vs-max/ ora		Vs-med/ ora		Gs-min/ ora		Gs-med/ ora	
Vsmed=7800MW	Aprilie	8133	14	*7482*	*9*	8329	21	*7940*	*21*	4849	3	*5240*	*3*
Vdmed=7800MW	Mai	7497	10	*7010*	*9*	7586	21	*7219*	*21*	4724	6	*4894*	*3*
Exp=800/1250MW	Iunie	8031	14	*7333*	*13*	7752	22	*7308*	*22*	4352	6	*4907*	*4*
Gsmed=4700MW	Iulie	8184	13	*7509*	*13*	7963	22	*7400*	*22*	4867	5	*5120*	*4*
Exp=750MW	August	8219	13	*7539*	*14*	8118	22	*7637*	*21*	4902	3	*5135*	*4*
	Septembrie	7494	13	*7151*	*13*	7972	20	*7609*	*21*	4896	4	*5058*	*3*
	Val.medie	**7926**		**7337**		**7953**		**7519**		**4765**		**5059**	

Vd-varf de dimineata,
Vs-Varf de seara,
GS-Gol de noapte de sarbatoare,
Gn-Gol de noapte pentru zi lucratoare

Abaterea de prognoza a consumului considerat în studiul anterior „Planificarea operationala a SEN in vara 2017" este :

-de -1.8%, fata de consumul inregistrat la varful de seara din luna aprilie,
-de 2.4%, fata de consumul inregistrat la varful de seara din luna mai,
-de 1.9%, fata de consumul inregistrat la varful de seara din lunile iulie-septembrie,
-de 5.1%, fata de consumul inregistrat la varful de dimineata din lunile iulie-septembrie,
-de 1% fata de valoarea maxima instantanee a consumul inregistrat in lunile iunie-septembrie,
-de -1% fata de consumul inregistrat la golul de noapte de sarbatoare din lunile mai-septembrie.

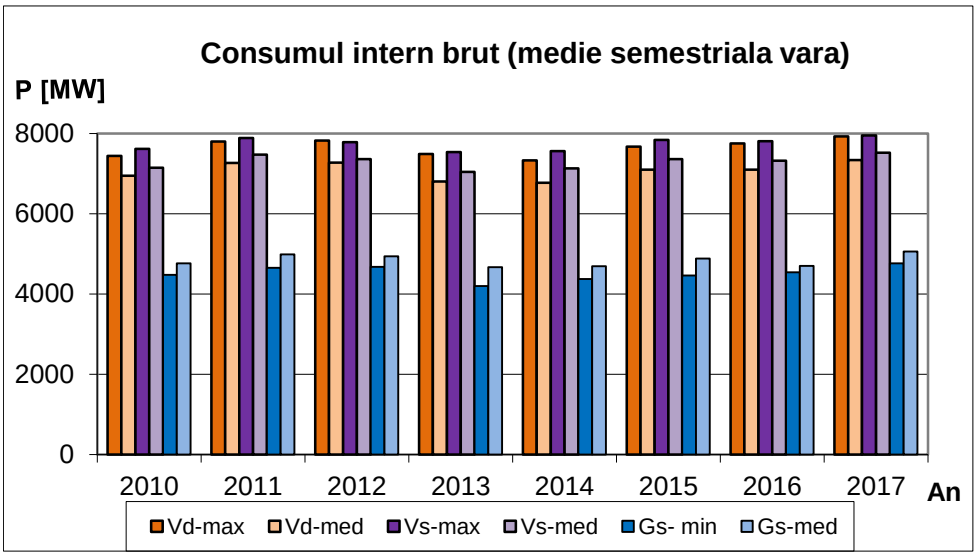
Valorile prognozate au fost mai mari la varf si mai mici la gol decat valorile realizate. In concluzie, calculele si analizele au fost acoperitoare pentru toate situatiile analizate.

Perioada \ Tip palier consum		Varf Realizat	Varf Estimat	Abatere prognoză	Gol sarbatoare Realizat	Gs Estimat	Abatere prognoză
Vs aprilie	Val.med	7940	*7800*	***-1.8%***			
Vs mai -iun.	Val.med	7219	*7400*	***2.4%***	4748	*4700*	***-1%***
Vs iul.-sep.	Val.med	7550	*7800*	***1.9%***			
Vd iul.-sep.	Val.med	7400	*7800*	***5.1%***			
Vmax iun-aug	Val.inst.	8219	*8300*	***1%***			
Vmax apr-sep	Val.inst.	8329	*8300*	***-0.3%***			

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

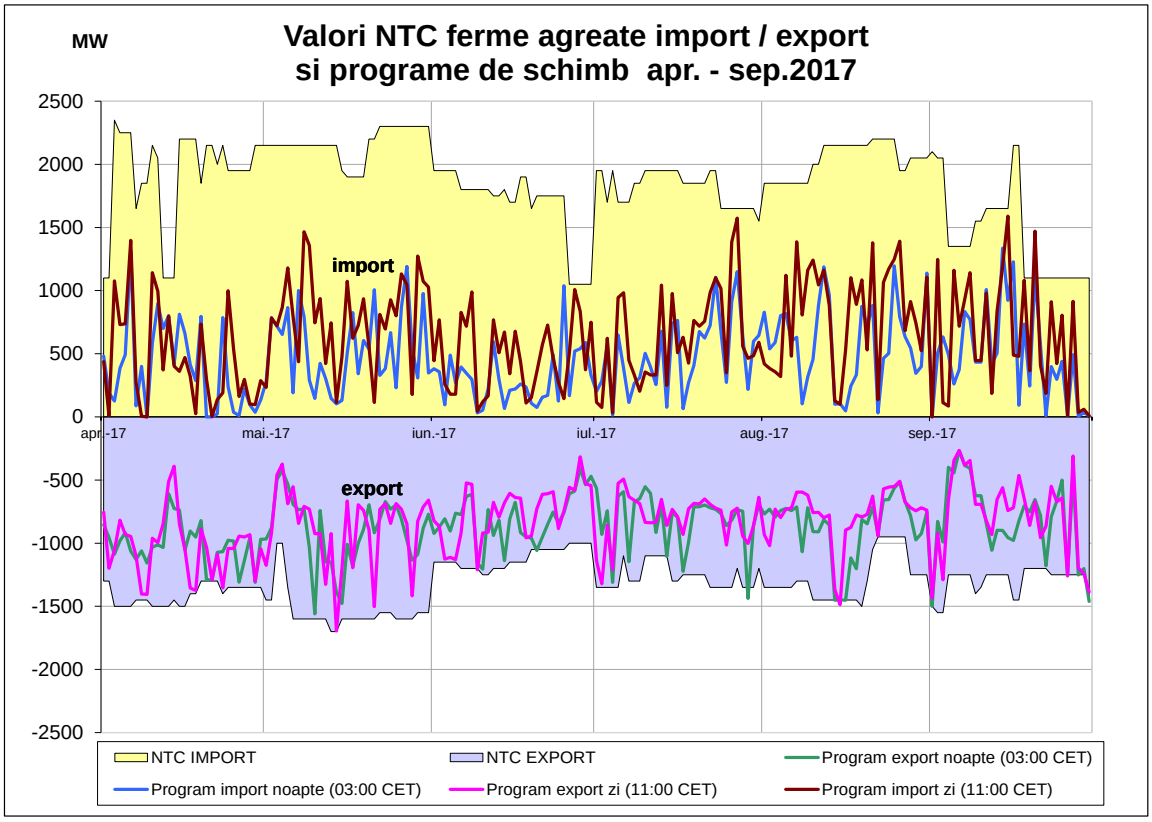
[MW]

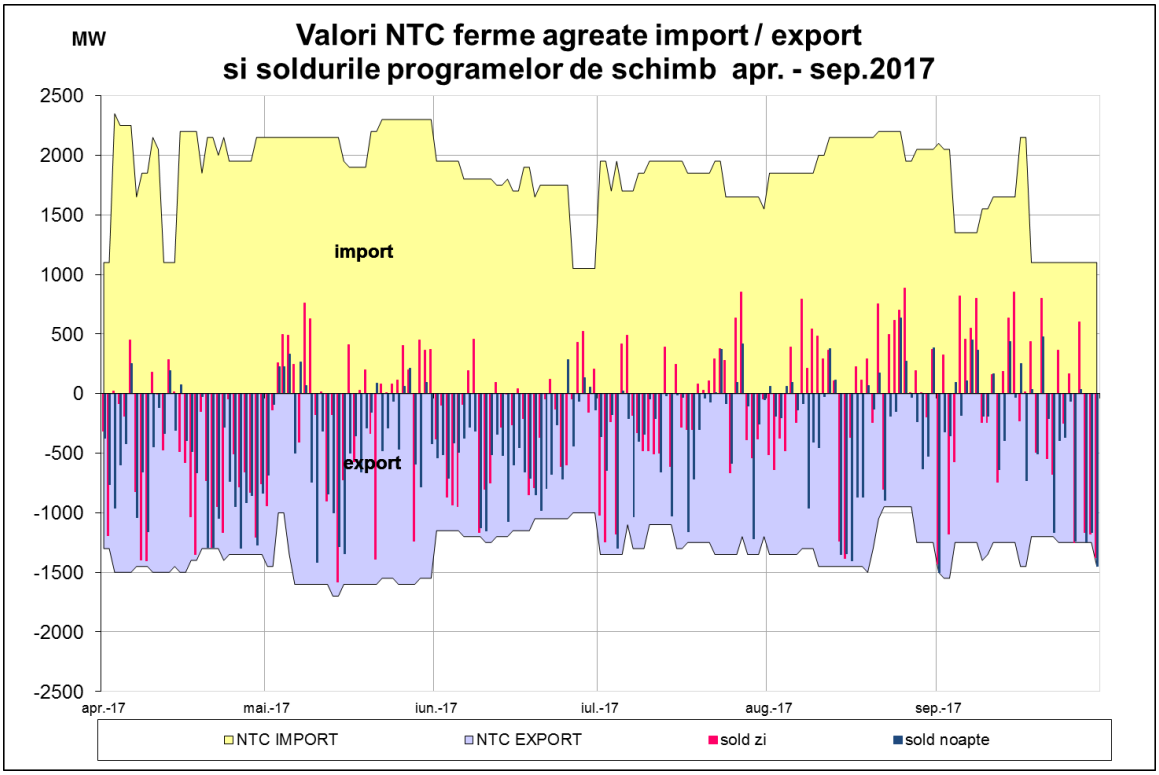
anul	Vd-max	Vd-med	Vs-max	Vs-med	Gs-min	Gs-med
2010	7439	*6946*	7613	*7147*	4472	*4760*
2011	7794	*7262*	7884	*7468*	4649	*4983*
2012	7822	*7268*	7783	*7361*	4676	*4937*
2013	7484	*6802*	7533	*7044*	4194	*4663*
2014	7329	*6769*	7558	*7131*	4368	*4687*
2015	7672	*7093*	7835	*7363*	4458	*4879*
2016	7748	*7095*	7807	*7318*	4535	*4695*
2017	7926	*7337*	7953	*7519*	4765	*5059*



2.3. Valori NTC in vara 2017

Utilizarea valorilor NTC calculate pentru perioada de vara 2017 pentru realizarea importului / exportului sunt prezentate in graficul de mai jos. Deoarece valoarea exportului pe timpul zilei si pe timpul noptii sunt diferite in mod regulat, s-a considerat mai sugestiva reprezentarea lor prin curbe separate pentru valori de zi / noapte.





2.4. Evoluţia necesarului de energie electrică în vara 2018

Scenariul de referință utilizat la modelarea funcționării pieței de energie electrică din România cu modelul Powrsym4 pentru anul 2018, prevede o evoluție cvasiconstantă a cererii de energie electrică în sezonul de vară 1 aprilie – 30 septembrie, față de aceeași perioadă a anului trecut, decuplată de proiecția de creştere economică, estimată de Comisia Națională de Prognoză la 5,5% („*Prognoza preliminară de toamnă 2017*”).

După recuperarea declinului cauzat de criza economică și consolidarea evoluțiilor pozitive ale Produsului Intern Brut, a fost din ce în ce mai accentuată decuplarea evoluției cererii de energie electrică de creşterea economică. În timp ce creşterea PIB a înregistrat ritmuri de creștere medii anuale între 3% și 7,1 % în perioada 2013 -2017,

consumul de energie electrică nu a urmărit aceeași evoluţie (având creșterii de 1,9%-2,5%), atât datorită ajustărilor structurale ale economiei naționale, cât și a îmbunătăţirii eficienţei energetice în sectoarele utilizatorilor finali.

Ca urmare, in Tabelul 2.4.1 se prezinta evolutia lunara a cererii interne, a soldului si respectiv a productiei de energie electrică, prognozata pentru vara anului 2018, cat si valorile lunare maxime si minime de putere.

Tabel 2.4.1 Evolutia necesarului de energie electrica in vara 2018

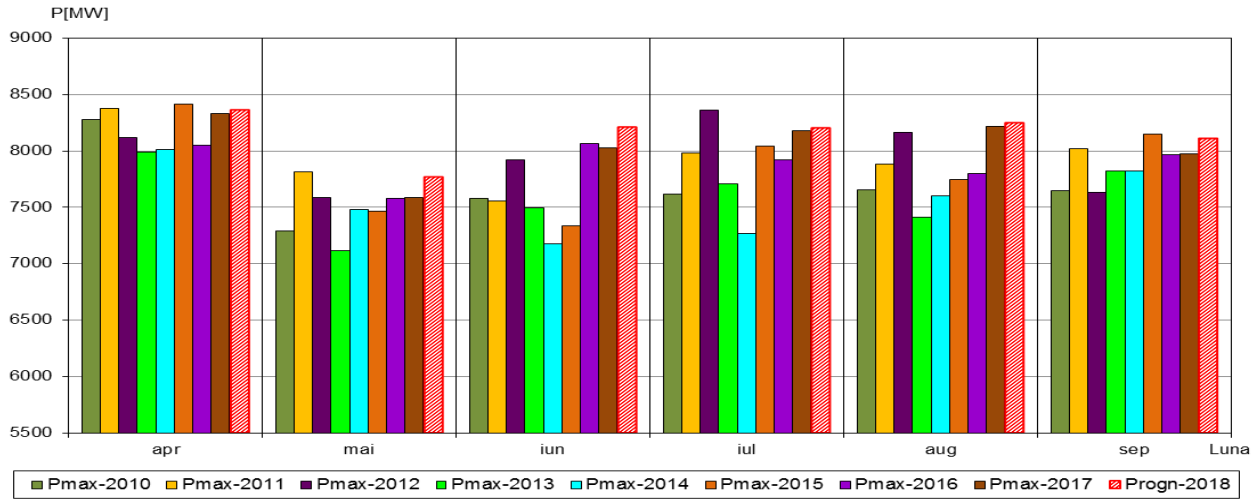
		2018					
		apr	mai	iun	iul	aug	sept
ENERGIE ELECTRICA	**GWh**						
Consum intern brut		4760	4730	4670	4920	4910	4710
Sold import-export		-288	-297	-288	-297	-297	-288
Productie bruta		5048	5027	4958	5217	5207	4998
PUTERI DE GOL	**MW**						
Consum intern brut		4650	4850	4490	4880	5090	5075
Sold import-export		-400	-400	-400	-400	-400	-400
Putere produsa minima		5049	5250	4890	5280	5490	5474
PUTERI DE VARF	**MW**						
Consum intern brut		8365	7770	8210	8200	8250	8110
Sold import-export		-400	-400	-400	-400	-400	-400
Putere produsa maxima		8764	8170	8609	8599	8649	8510

2.5. Consumul intern brut mediu lunar prognozat pentru vara 2018

S-au analizat inregistrarile consumului intern brut pentru perioada de vara din anii anteriori, cât si valorile prognozate in cadrul compartimentului Modelare Piete de Energie si Prognoze (MPEP) - valori maxime/minime lunare la palierele caracteristice.

Conform datelor MPEP, valorile Pmax prognozate pentru vara 2018 sunt:

Luna	Pmax-2010	Pmax-2011	Pmax-2012	Pmax-2013	Pmax-2014	Pmax-2015	Pmax-2016	Pmax-2017	**Progn-2018**
apr	8278	8378	8122	7992	8014	8416	8054	8329	8365
mai	7292	7818	7589	7119	7481	7463	7576	7586	7770
iun	7576	7559	7919	7494	7176	7334	8065	8031	8210
iul	7620	7983	8363	7711	7271	8046	7920	8184	8200
aug	7652	7886	8164	7415	7601	7748	7802	8219	8250
sep	7646	8023	7636	7821	7822	8150	7966	7972	8110



Pornind de la valorile consumului maxim prognozate si utilizand coeficenti de curba de sarcina s-au obtinut pentru analize valori medii prognozate pentru palierele de varf si de gol.

In acest studiu s-au considerat si s-au analizat 7 paliere de consum pentru care sunt elaborate 8 balante de productie considerând soldul corespunzator perioadei.

Tabelul 2.5.

Codif. balanta	Productie SEN (MW)	Consum SEN (MW)	Perioada din anul 2018	Schema retelei *)	Palier de consum	Productie			Sold (MW)
						RES (MW)		CNE (MW)	
						CEE	CEF		
B1	9200	8200	aprilie	A	VS	maxim admisibil	0	1400	1000
B2	5500	4700	aprilie-mai		GS	maxim admisibil	0	1400	800
B7	4900	4300	sarbatoare 8.04; 1.05; 28.05; 01.06		GSp	maxim admisibil	0	1400	600
B3	8100	7400	mai-iun		VS	0	0	700	700
B8	6400	7400	mai-iun		VS imp	0	0	700	-1000
B4	9000	8000	iul-sep	B	VS	maxim admisibil	0	1400	1000
B5	8800	7800	iul-sep		VD	maxim admisibil	700	1400	1000
B6	9600	8600	iul-sep		VDmax	0	700	1400	1000

*)Schemele utilizate sunt descrise in subcapitolul 3.1

Pentru luna aprilie s-au conceput doua variante de balanta pentru paliere de varf si de gol. S-a considerat ca functioneaza in continuare termoficarea. Pentru golurile de sarbatori (Paste, Rusalii) s-a conceput o alta balanta considerandu-se un consum foarte redus – minim anual.

Urmatoare perioada analizata se refera la luna mai si primele zile din iunie, cand U1 CNE Cernavoda se opreste pentru mentenanta. S-au considerat doua scenarii de functionare a sistemului, cu sold de export si cu sold de import. Balantele au fost concepute pentru varful de seara pentru cazul in care productia in centralele eoliene este zero.

Balantele pentru aceste perioade s-au depus pe schema de retea A.

Pentru perioada iulie – septembrie s-au facut calcule atat la varful de seara cat si la varful de dimineata. S-a considerat balanta B4 balanta de baza pentru utilizarea la determinarea puterii maxim admisibile a fi produse in centralele eoliene. (vezi cap. 3)

2.6. Capacitati de productie

Situatia capacitatilor de productie din SEN la data de 1 Ianuarie 2018 si care sunt estimate ca vor fi disponibile pentru vara 2018 conform datelor primite de la SACRE din cadrul RAF este prezentata in **tabelul 2.6**.

	Pi MW	Ci MW	Pneta MW	Rpp MW	Pd MW
TOTAL SEN	**24738**	**21699**	**19890**	**3848**	**20891**
Total carbune	**6240**	**5190**	**4496**	**1309**	**4931**
din care C.E.Oltenia	4230	3240	2906	1100	3130
din care C.E.Hunedoara	1225	1225	1063	70	1155
Total hidrocarburi	**5789**	**3899**	**3409**	**2086**	**3703**
Total apa	**6761**	**6663**	**6328**	**372**	**6390**
Total Nucleara	**1413**	**1413**	**1300**	**0**	**1413**
Total eoliana	**3030**	**3030**	**2976**	**22**	**3008**
Total Solara	**1375**	**1375**	**1259**	**55**	**1320**
Total biomasa si biogaz	**130**	**130**	**121**	**4**	**127**
Total Geotermala	**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. Retrase pe intervale mai mari de un an
Pi = Putere instalata Pneta = Puterea neta
Ci = Capacitate instalata Pd = Puterea disponibila
Csi = Puterea consumata in serviciile proprii ale generatorului
Csg = Cota parte din consumul serviciilor generale
Ptb = Consumul in transformatorul de bloc
Rpp = Reducerile permanente de putere

2.7. Variantele de balanta

Modul de acoperire a consumului intern brut si a soldului la diferite paliere de consum este prezentat in tabelul urmator considerând diferite structuri ale puterii produse pe tipuri de combustibil.

În consumul prognozat sunt cuprinse si consumurile serviciilor proprii ale centralelor (între 394 MW si 600 MW, în functie de palierul de sarcina si de structura productiei în functie de tipul de combustibil) si pierderile de putere activa in retelele electrice: RET si RED.

Tabelul 2.7.

Codif balanta	Productie SEN (MW)	Consum SEN (MW)	Palier de consum	Productie RES			Productia în centrale mari (MW)				Sold (MW)	Perioada de calcul	Observatii
				eoliana (MW)	fotovolt. (MW)	biomasa (MW)	Termocentrale		CNE	Hidro			
							Carb	Hidrocarb					
B1	9200	8200	VS	2785*	0	40	1485	550	1400	2670	1000	01.04-30.04	
B2	5500	4700	GS	1210**	0	40	965	414	1400	1211	800	01.04-02.05	
B7	4900	4300	GSp	830**	0	33	911	381	1400	1133	600	8-9.04	
B3	8100	7400	VS	0	0	40	2510	1518	700	3062	700	02.05-04.06	U1 retrasa din exploatare
B8	6400	7400	VS	0	0	40	2380	430	700	2580	-1000	02.05-04.06	
B4	9000	8000	VS	2744*	0	50	2011	777	1400	1782	1000		Regim de baza
B5	8800	7800	VD	2744*	700	50	1830	740	1400	1100	1000	05.06-30.09	
B6	9600	8600	VDmax	0	700	50	2782	1444	1400	2990	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

Variantele de balanta considerate corespund posibilitatilor de functionare a SEN din punctul de vedere al puterii disponibile în SEN si al puterii produse pe tipuri de combustibil. Productiile centralelor propuse in anexe, pentru fiecare varianta de balanta nu reprezinta repartitii optime pentru diferite paliere, ci sunt propuse astfel incat sa se determine: limitele circulatiilor de putere pe echipamente din RET, puterile admisibile de stabilitate statica in sectiunile caracteristice si conditiile de stabilitate tranzitorie in anumite zone ale SEN.

În anexa **2.7.1** sunt prezentate productiile în centrale în cele 8 variante de balanta analizate la functionarea SEN în vara 2018. Variantele de schema sunt definite la capitolul 3.1 Schema de Calcul si sunt utilizate la depunerea balantelor, astfel:

-schema A pentru perioada aprilie-iunie,
-schema B pentru perioada iulie-septembrie.

La stabilirea grupurilor care participa la productia detaliata in anexa 2.7.1. s-a tinut cont de:

- Programul anual de retrageri grupuri pentru anul 2018, atat pentru grupuri termo cat si pentru grupuri hidro,
- informatii referitoare la perioada analizata primite de la ELCEN privind prognoza puterilor prioritare si de la ROMGAZ detaliând valorile puterilor contractate / estimate pentru unitatile dispecerizabile din CTE Iernut,
- informatiile primite de la Operatorii de Distributie referitoare la consumatori (evolutie consum, puneri in functiune a unor statii noi in RED).

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

2.8. Servicii tehnologice de sistem

In programarea functionarii grupurilor s-a tinut cont de rezervele necesare pentru realizarea serviciilor de reglaj primar (rezerva de stabilizare a frecventei - RSF) si secundar al frecventei (rezerva de restabilire a frecvenței activată automat - aRRF).

Conform regulilor stabilite in sistemul interconectat ENTSO-E, rezerva care trebuie furnizata de România pentru reglajul primar in anul 2018 este de 61 MW.

In anexele **2.8.1, 2.8.2** - este prezentata posibila acoperire a rezervei benzii de reglaj secundar (aRRF), a rezervei tertiare rapide (de restabilire a frecvenței activată manual - mRRF) contractate, de catre grupurile calificate pentru aceste servicii, pentru balantele de productie 1 - 4 din tabelul 2.3.
Tabelele **2.8.1, 2.8.2** - prezinta participarea posibila a diferitilor furnizori de servicii tehnologice de sistem, care pot asigura servicii de sistem contractate in conditiile de balanta date.

Tabelul 2.8.1

[MW]

Balanta	B1 - Vs		B2 - GNS		B3 - Vs		B4 - Vs	
Reglaj / Producator	aRRF	mRRF	aRRF	mRRF	aRRF	mRRF	aRRF	mRRF
Hidroelectrica	340	765	340	400	320	710	300	745
Hunedoara	0	0	0	0	20	30	0	0
Oltenia	140	35	110	100	160	60	180	55
Romgaz	20	0	0	0	0	0	20	0
Veolia	0	0	0	0	0	0	0	0
ELCEN	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**500**	**800**	**450**	**500**	**500**	**800**	**500**	**800**

Tabelul 2.8.2

[MW]

Balanta	B5 - Vd		B6 - Vd		B7 - GNP		B8 - Vs import	
Reglaj / Producator	aRRF	mRRF	aRRF	mRRF	aRRF	mRRF	aRRF	mRRF
Hidroelectrica	300	510	250	640	330	420	250	750
Hunedoara	0	0	20	50	0	0	40	30
Oltenia	150	210	180	40	110	80	190	20
Romgaz	0	30	0	20	10	0	20	0
Veolia	0	0	0	0	0	0	0	0
ELCEN	0	0	0	0	0	0	0	0
Total	**450**	**750**	**450**	**750**	**450**	**500**	**500**	**800**

Rezervele de putere necesare functionarii se asigura prin contracte bilaterale, contracte cu cantitati si preturi reglementate de ANRE, incheiate între Transelectrica si producătorii detinători de unități de productie calificate pentru furnizarea serviciilor tehnologice de sistem. Achizitionarea diferentelor dintre cantitatile de servicii contractate pe baza reglementarilor ANRE si cantitățile necesare, stabilite de UNO-DEN pe baza criteriilor de siguranță in functionare a SEN, se realizeaza prin licitatii desfășurate in conformitate cu prevederile Codului Comercial al Pietei de Angro de Energie Electrica si în limitele resurselor financiare disponibile.

3. REGIMURI STATIONARE DE FUNCTIONARE A SEN

Acest capitol are ca scop analiza regimurilor stationare de functionare a SEN in perioada 1.04.2018 – 30.09.2018.

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 vara 2018 furnizat in anii precedenti in cadrul grupului de lucru NM & FT din cadrul ENTSO-E nu este disponibil nici la momentul finalizrii acestui studiu.

Pentru a putea efectua calculele la palierele de varf de sarcina s-a tinut cont de prognoza de sold (pozitie neta) pentru sezonul de vara 2018 comunicat de OTS-uri la momentul inceperii calculelor. Acesta s-a modificat/armonizat ulterior la nivel ENTSO-E in asa numitul „Base Case Exchange", prin modificarea soldurilor (pozitiilor nete) ale unor OTS-uri vecine.

S-au utilizat doua modele ale retelei externe, unul pentru regimurile de varf de seara vara si unul pentru regimul de varf dimineata vara, corespunzatoare orelor 20:30 CET, respectiv 10:30 CET. Acestea au fost realizate pornind de la CGM-uri (Common Grid Models) din sezonul precedent (vara 2017), adica fisiere de tip DACF agregate, care au fost prelucrate prin echivalare retelelor indepartate si ajustarea pozitiilor nete ale OTS-urilor vecine.

Modelul retelei externe pentru palierul de gol de sarcina este asimilat unui gol dintr-o zi de sarbatoare din sezonul de vara precedent, ora 3:30 CET (15.05.2017).

In plus s-a realizat un model al retelei externe pentru palierul de gol de sarcina de Paste care este asimilat golului de Paste din 2017, ora 3:30 CET (17.04.2017).

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 Tantareni-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-au considerat doua scheme de calcul pentru perioada analizata.

Se vor denumi in continuare **schema de calcul A** si **schema de calcul B.**

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.

Se specifica daca retragerea din exploatare este considerata doar in schema de calcul B.

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 **Suceava** finalizata (incepand cu saptamana 14, conform PAR 2018);

Se pune in functiune AT 220/110 kV Suceava, se revine cu functionarea LEA 220 kV FAI-Suceava la tensiunea de 220 kV, toate provizoratele in 110 kV din perioada derularii RTh se desfiinteaza;

- RTh **Dumbrava**:

Se realizeaza LEA 220 kV Gutinas-Stejaru provizorat, **cu** injectie in statia 220 kV Dumbrava prin AT1 (saptamana 9-saptamana 44, conform PAR 2018).

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

Se realizeaza LEA 220 kV Gutinas-Barbosi provizorat, **fara** injectie in statia 220 kV Focsani Vest, incepand cu luna iulie 2018 (incepand cu saptamana 28, conform PAR 2018); 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.

DET 2:

- Statia 110 kV **Baltagesti**, intrare-iesire in LEA 110 kV Gura Ialomitei-Basarabi este echipata cu TC-uri cu In=800 A (intr-o etapa viitoare In=1200 A pe LEA 110 kV Gura Ialomitei).

S-a considerat in cadrul tuturor analizelor $I_{adm\ 30°C}$=485 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 450 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 printr-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;
- **RTh Isaccea** (doar in schema de calcul **B**)

Se realizeaza LEA 400 kV Smardan 2-Stupina provizorat (saptamana 23-saptamana 4, conform PAR 2018);

LEA 400 kV Isaccea-Stupina si Isaccea-Smardan, circ.2 se retrag in aceasta perioada;
- Lucrarea LES 110 kV Fundeni-Nord nou este in desfasurare, dar **nu** este finalizata;
- Statia Bucuresti Centru noua: LES 110 kV Panduri este in functiune, LES Bucuresti Nord in rezerva, CT 110 kV Centru deconectata;
- 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.
- Se desfiinteaza provizoratul LEA 400 kV Bucuresti Sud-Cernavoda formata din LEA 400 kV Bucuresti Sud-Gura Ialomitei, cu SL 400 kV deschis si blocat in celula LEA 400 kV Bucuresti Sud in statia Gura Ialomitei si LEA 400 kV Cernavoda-Gura Ialomitei circ. 2;
- Bobina de compensare din statia **Bucuresti Sud** este indisponibila;
- Bobina de compensare din statia **Smardan** este indisponibila;
- Bobina de compensare BC_2 750 kV **Isaccea** retrasa definitiv din exploatare;

DET 3:

- LEA 110 kV Arges Sud-Jiblea, Valea Danului-Cornetu cu derivatie Gura Lotrului se mentin in functiune;
- RTh statia **Bradu** finalizata; ambele AT-uri noi 400/220 kV sunt de tip longitudinal;
- Se va functiona cu AT 220/110 kV Urechesti, iar AT 220/110 kV Targu Jiu Nord va fi in rezerva;
- RTh **Raureni**

Se realizeaza LEA 220 kV Arefu-Stuparei provizorat, **cu** injectie in statia 220 kV Raureni prin AT Raureni (saptamana 12-saptamana 23, conform PAR 2018).
LEA 220 kV Stuparei-Raureni si Raureni-Arefu se retrag in aceasta perioada;

In continuare, dupa punerea in functiune a acestor linii, se retrage AT 220/110 kV Raureni (saptamana 24-saptamana 33, conform PAR 2018);
- RTh **Turnu Severin Est**

Incepand cu saptamana 18 si pana in saptamana 34, conform PAR 2018 se retrage din exploatare AT1 Turnu Severin Est, iar din saptamana 38 AT2 Turnu Severin Est;

Ca urmare se considera ca ipoteza a studiului ca aceasta lucrare se desfasoara in tot sezonul, deci este modelata atat in schema de calcul A cat si in B.
-se aplica corespunzator masuri de regim; se face o analiza pentru alegerea acestora, anume conectare CT 110 kV Toplet si conectare LEA 110 kV Turnu Severin-Toplet, circ. 1 (set 1), versus conectare CT 110 kV Banovita (cu repartizare linii de 110 kV astfel incat sa nu se supraincarce), deconectarea si a celuilalt AT 220/110 kV Turnu Severin Est (set 2) si conectarea CL 2A-2B 110 kV Drobeta.
Ideea utilizarii celui de-al doilea set de masuri este legat de faptul ca AT2 220/110 kV Resita este retras definitiv din exploatare, iar LEA 220 kV Resita-Iaz, c2 este dezlegata in statia Resita. Buclarea zonei Turnu Severin cu zona Iaz-Resita ar putea fi periculoasa.
Analiza:

In cazul primului set de masuri sunt depasiri dificil de controlat pe axa de 110 kV Toplet-CFR Caransebes, dar si pe cea intre CEE Sf. Elena si Moldova Noua, la declansarea LEA 220 kV Portile de Fier-Resita, c1+c2.

In cazul celui de-al doilea set se produc incarcari, controlabile insa, pe LEA 220 kV Portile de Fier-Resita un circuit la declansarea celuilalt.

Se opteaza pentru setul 2 de masuri de regim, pentru perioada sezonului de vara 2018.

Se mentioneaza ca analiza s-a facut pentru un consum al zonei Drobeta de cca. 40 MW (inclusiv consumul statiei 110 kV Banovita).

Se mentioneaza de asemenea ca pentru setul 2 de masuri, cel pentru care s-a optat, s-a verificat nivelul de tensiuni in 110 kV la declansarile LEA 110 kV Isalnita-Bailesti, LEA 110 kV Banovita-Husnicioara, LEA 110 kV Banovita-Filiasi. A rezultat in toate cazurile un nivel de tensiuni admisibil, inclusiv pentru cazul unei ipoteze pesimiste de productie in CHE Portile de Fier II, blocul 1 si in CHE Gogosu). Acest nivel de tensiune este influentat si de pozitia comutatorului de ploturi din AT3 400/220 kV Arad, asupra caruia se va face o recomandare de modificare in sens descrescator, pentru reducerea circulatiei pe LEA 220 kV Portile de Fier-Resita c1/c2.

In cazul setului 2 de masuri de regim, un consum de maxim 20 MW (Santier Naval, SRA Forje, statia Aeroport, statia SRA Anvelope si SRA Laminor) ar putea fi rezervat prin intermediul LEA 110 kV Gura Vaii-Sip.

DET 4:

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

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

- 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 în functiune LEA 110 kV Pestis c1 si c2. Zonele Hateg, Pestis si Mintia functioneaza buclat. LEA 110 kV Simeria-Calan ramane conectata in Calan.
- Bobina de compensare din statia **Arad** este indisponibila;
- RTh **Resita**

AT2 220/110 kV Resita retras definitiv din exploatare;

LEA 220 kV Iaz-Resita, circ.1 va fi retrasa din exploatare daca se va pune in functiune in aprilie, conform PAR 2018, LEA 220 kV Iaz-Resita, circ.2. Cat timp circ. 2 este retras, nu se retrage circ. 1. Unul din cele doua circuite va fi in functiune in perioada analizata;

DET 5:

- Zona 110 kV Campia Turzii va functiona buclat cu zona Alba Iulia, se va functiona cu un singur AT 220/110 kV Alba Iulia si cu CT 110 kV Alba Iulia conectata (varianta pe care s-au facut calculele);
- In statia Ungheni incepand cu saptamana 31, conform PAR 2018, se va retrage AT1 220/110 kV Ungheni;
- RTh **Medias**

Se va functiona cu LEA 110 kV Copsa Mica-Medias conectata (cu RABD anulat) si cu LEA 110 kV Medias-Tarnaveni deconectata fara posibilitate de revenire (lucrari succesive la celulele LEA 110 kV Aurel Vlaicu si Tarnaveni)
In stația Hoghiz LEA 110 kV Fagaras în funcțiune pe B1A 110 kV (bucla intre statiile Sibiu Sud și Fantanele).

In tabelul de mai jos sunt trecute ipotezele care diferentiaza schemele de calcul A si B.

Lucrari de RTh modelate diferit in schemele de calcul	A	B
RTh Focsani Vest	-	da
RTh Isaccea	-	da

Retragerile din exploatare de durata mai scurta decat cele mentionate mai sus, **sunt analizate la capitolele 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 φ< 0.95 la CEE si -0.9 <cos φ< 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 6 regimuri de functionare a SEN, regimuri care au in vedere balantele de putere determinate la cap. 2.
Variantele de regim analizate sunt prezentate in tabelul 3.1.

Tabel 3.1

Regim	Palier de consum	Schema de calcul	Pealier consum [MW]	Prod. in CEE [MW]	Prod. in CEF [MW]	Prod. in CECC Petrom Brazi [MW]	Prod. in CNE [MW]	Sold export [MW]
R1	VSp	A	8200	Confidential				1000
R2	GNs	A	4700					800
R3	VSV mai	A	7400					700
R4*)	VSV iulie-septembrie	B	8000					1000
R5	VDV	B	7800					1000
R6	VDV-canicula	B	8600					1000
R7	GN Paste	A	4300					600
R8	VSV mai	A	7400					-1000

***)** R4 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 50MW.
Celelalte centrale (Pi<50MW), 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 >=5MW aflate in exploatare la data de 1.01.2018.
S-a considerat banda de variatie a puterii reactive corespunzand respectarii cerintei privind cosφ in punctul comun de conectare, anume: -0.95 <cos φ< 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.Ialomitei**;
- **zona 110 kV L.Sarat, Smardan;**
- **zona sectiunii S6:**
  zona Dobrogea;
  zona 110 kV L.Sarat-Smardan;
  zona Stupina-Rahman ;
  zona Baltagesti-G. Ialomitei;
- **zona Moldova** (inclusiv zona Buzau);
- **zona Banat**.

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

In tabelul 3.3 sunt prezentate puterile nete disponbile individuale, *la 1.01.2018*, *gestionarul* si *solutia de racordare*.

Se mentioneaza ca **nu** au fost modelate CEE nedispecerizabile, cuantumul productiei nete disponbile a acestora, la nivelul 1.01.2018 fiind cca. 72 MW din cca. 2976 MW.

Tabel 3.2

DET si zone	**Pd neta [MW]**
DET 1	**299**
DET 2	**2539**
DET 4	**68**
zona 110kV Constanta+Medgidia	**601**
din care Harsova	***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***

Tabel 3.3

DET	Denumire CEE	Pd neta 1.01.2018	GESTIONAR
1	Apollo Frumusita	6.0	SMARTBREEZE
1	Baleni	49.9	ALIZEU EOLIAN
1	Varlezi	5.9	GLOBAL WIND POWER RO
2	Cerna (Traianu)	17.5	ENERGIA VERDE VENTUNO
1	Cuza Voda	5.8	GREEN ENERGY FARM
1	Dudesti	7.9	KELAVENT CHARLIE
1	Gemenele	47.5	BRAILA WINDS
1	Insuratei	9.8	SOFT GROUP
1	Pechea	5.8	DAN HOLDING MGM
1	Schela	7.8	SMART CLEAN POWER
2	Pogoanele (Luciu)	8.0	KELAVENT ECHO
1	Albesti	27.5	SIBIOARA WIND FARM
1	Electrica Serv 1 + 2	14.0	ELECTRICA SERV
1	Grebanu (Costieni)	9.9	SC EOLIAN CENTER
1	Topliceni (Costieni)	9.6	M&M 2008
1	Vanatori (in Harlau)	9.0	SC CATALAN Electric SRL
1	Vutcani	24.0	EDP Renewables
1	Corni	68.5	CORNI EOLIAN SRL
1	Cudalbi	9.8	BRIDGECONSTRUCT
2	Babadag 1	33.0	EVIVA NALBANT
2	Babadag 2	8.2	EVIVA NALBANT
2	Babadag 3	30.0	GROUND INVESTMENT CORP
2	Baia 3	9.9	BLUE PLANET INVESTMENTS
2	Baia 4	9.8	HOLROM RENEWABLE ENERGY
2	Baia 2	5.0	HOLROM RENEWABLE ENERGY
2	Caierac Bestepe	6.2	SC BLUE LINE ENERGY
2	Casimcea	5.8	INTERTRANS KARLA
2	Casimcea 1 (in Cismeaaua Noua)	10.0	ELECTRICOM
2	Cernavoda 1	68.1	CERNAVODA POWER
2	Cernavoda 2	68.1	CERNAVODA POWER
2	Chirnogeni	75.9	EP WIND PROJECT (ROM) SIX
2	Cobadin 1	25.5	EDP Renewables
2	Corugea	69.0	ENEL GREEN POWER
2	Dorobantu	42.7	OMV Petrom Wind Power
2	Galbiori (in Harsova)	5.0	MONSSON ALMA
2	Horia	7.5	HORIA GREEN
2	Mihai Bravu	6.0	EOL ENERGY
2	Mihai Viteazu	79.0	EOLICA DOBROGEA ONE SRL
2	Mihai Viteazu 2	13.8	WIND FARM MVI
2	Mireasa 1	50.0	MIREASA ENERGIES
2	Mireasa 2	10.0	ECO POWER WIND
2	Nalbant	13.8	ENEX
2	Nicolae Balcescu 1	9.6	GENERAL CONCRETE CERNAVODA
2	Pantelimon (Siriu)	4.8	EOLIAN PROJECT
2	Pecineaga 2	6.0	WIND PARK INVEST
2	Pestera	89.0	PESTERA WIND FARM

2	Salbatica 1	68.5	ENEL GREEN POWER
2	Salbatica 2	68.5	BLUE LINE VALEA NUCARILOR
2	Sarichioi	31.4	EDP Renewables
2	Silistea	24.8	ROMCONSTRUCT TOP
2	Silistea 2 (in Mircea Voda)	5.0	WIND STARS
2	Stejaru	34.0	ECOENERGIA
2	Topolog	27.0	Enel GREEN POWER
2	Tortomanu 2	7.8	ELEKTRA INVEST
2	Tortomanu 3	8.0	ELEKTRA WIND POWER
2	Valea Nucarilor	33.2	ENEL GREEN POWER
2	Cogealac	246.2	OVIDIU DEVELOPMENT
2	Fantanele Est+Vest	338.9	MW TEAM Invest si TOMIS TEAM
2	Facaeni	129.8	IALOMITA POWER
2	Pantelimon	120.0	EWIND
2	Alfa Nord 1+3 si Ventus N2 (Rahman)	148.0	SC ALPHA WIND SRL si VENTUS RENEW ROMANIA
2	Casimcea (Rahman)	74.0	SC CAS REGENERABILE SRL
2	Dorobantu-Topolog (Rahman)	83.0	LAND POWER
2	Crucea Nord (Stupina)	108.0	CRUCEA WIND FARM
2	Nicolae Balcescu Targusor (Stupina)	59.8	Enel GREEN POWER
2	Targusor 1 Zefir (Stupina)	119.0	Enel GREEN POWER
4	Sf. Elena	47.4	ENEL GREEN POWER
4	Oravita (Poieni)	9.0	LC BUSINESS
4	Curcubata Mare	11.5	ENERGO PROIECT

3.3.2. Prezentarea CEF modelate

Modelarea CEF dispecerizabile s-a facut la 110 kV pentru calculele de regim permanent. In tabelul 3.4 se prezinta CEF modelate, DET-ul in care se afla, statia in care a fost modelata ca fiind racordata CEF respectiva si puterea disponibila neta la 1.01.2018.

S-a considerat banda de variatie a puterii reactive corespunzand respectarii cerintei privind cosφ in punctul comun de conectare, anume: -0.9 <cos φ< 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 regimurile R5 si R3 palier de varf de consum de dimineata, la valoarea de productie de cca. 700 MW.

Tabel 3.4

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.Calugareasca	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	Nenciulesti (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	Ocolna	6.5
3	Caracal	Caracal S.	6.37
3	Goiesti	Moflesti	5.23
3	Bradu+Cateasca	Pitesti S.	7.99
3	Cetate	Cetate	6.1
3	Poiana	Filiasi	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	Ciuperceni	Deriv.CFCiuperceni	44.6
5	Miercurea Sibiului	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 R4 ca regim de baza este definit de topologia prezentata in paragraful 3.1, balanta 4, palier de consum VSV, sold de export 1000 MW, banda primara de variatie a puterii reactive pentru generatoarele modelate la borne, productie CEE cca. 2906 MW ↘ 2744 MW, productie CEF = 0 MW.

Modul de stabilire a productiei maxim admisibile este prezentat la capitolul D, Regim R4.

LEA 400 kV cele mai incarcate in regimul R4 sunt, in ordine descrescatoare:

	Denumire linie / sens circulatie P			Circulatie
	din		catre	P[MW]
L 400 kV	TULCEA VEST	-	ISACCEA	852
L 400 kV	SMIRDAN	-	GUTINAS	694
L 400 kV	CERNAVODA	-	PELICANU	663
L 400 kV	GURA IALOMITEI	-	BUCURESTI SUD	649
L 400 kV	SIBIU SUD	-	IERNUT	542
L 400 kV	PELICANU	-	BUCURESTI SUD	532
L 400 kV	BUCURESTI SUD	-	DOMNESTI	518
L 400 kV	ISACCEA	-	SMIRDAN c1	508
L 400 kV	TINTARENI	-	SIBIU SUD	457
L 400 kV	CERNAVODA	-	GURA IALOMITEI C2	457
L 400 kV	TARIVERDE	-	TULCEA VEST	447
L 400 kV	CERNAVODA	-	GURA IALOMITEI C1	441
L 400 kV	IERNUT	-	GADALIN	406
L 400 kV	BRASOV	-	SIBIU SUD	405
L 400 kV	RAHMAN	-	DOBRUDJA	393
L 400 kV	LACU SARAT	-	SMIRDAN	316
L 400 kV	SIBIU SUD	-	MINTIA	313
L 400 kV	GURA IALOMITEI	-	LACU SARAT	297
L 400 kV	STUPINA	-	VARNA	289
L 400 kV	DOMNESTI	-	BRAZI VEST	288
L 400 kV	GUTINAS	-	BRASOV	276
L 400 kV	MINTIA	-	ARAD	272
L 400 kV	GADALIN	-	ROSIORI	262
L 400 kV	PORTILE DE FIER	-	DJERDAP	257
L 400 kV	BRAZI VEST	-	DARSTE	250
L 400 kV	ISACCEA		LACU SARAT	250
L 400 kV	TINTARENI	-	BRADU	230
L 400 kV	GUTINAS	-	BACAU SUD	212
L 400 kV	CONSTANTA N.	-	CERNAVODA	193
L 400 kV	BACAU SUD	-	ROMAN NORD	190

L 400 kV	URECHESTI	-	TANTARENI	186
L 400 kV	ARAD	-	NADAB	179
L 400 kV	NADAB	-	BECKESCABA	178
L 400 kV	TINTARENI	-	SLATINA	168
L 400 kV	URECHESTI	-	PORTILE DE FIER	167
L 400 kV	DARSTE	-	BRASOV	157
L 400 kV	BRADU	-	BRASOV	143
L 400 kV	GADALIN	-	CLUJ EST	142
L 400 kV	TARIVERDE	-	CONSTANTA N.	137
L 400 kV	KOZLODUI	-	TANTARENI, c1	136

Se mentioneaza ca au fost excluse din aceasta ordonare liniile de evacuare din centrale.
Pe primele **10** dintre aceste linii de 400 kV *se depaseste puterea naturala* (de cca. 450 MW).
Au fost marcate cu culoare mai inchisa liniile de granita.

LEA 220 kV cele mai incarcate in regimul R4 sunt, in ordine descrescatoare:

	Denumire linie / sens circulatie P			**Circulatie**
	din		**catre**	**P[MW]**
L 220 kV	URECHESTI	-	TG. JIU	**267**
L 220 kV	TG. JIU	-	PAROSENI	**265**
L 220 kV	PORTILE DE FIER	-	RESITA c1	**235**
L 220 kV	PORTILE DE FIER	-	RESITA c2	**235**
L 220 kV	PAROSENI	-	BARU MARE	**220**
L 220 kV provizorat	BARU MARE	-	PESTIS	**209**
L 220 kV	RESITA	-	TIMISOARA c1	**167**
L 220 kV	RESITA	-	TIMISOARA c2	**167**
L 220 kV	BUCURESTI SUD	-	FUNDENI c1	**154**
L 220 kV	BUCURESTI SUD	-	FUNDENI c2	**154**
L 220 kV	DUMBRAVA	-	STEJARU	**152**
L 220 kV	FILESTI	-	BARBOSI	**150**
L 220 kV	STEJARU	-	GHEORGHIENI	**149**
L 220 kV	GUTINAS	-	DUMBRAVA	**127**
L 220 kV	LACU SARAT	-	FILESTI	**124**
L 220 kV	BRAZI VEST	-	TELEAJEN	**111**
L 220 kV	MINTIA	-	ALBA IULIA	**110**
L 220 kV	IERNUT	-	CAMPIA TURZII	**98**
L 220 kV	FOCSANI VEST	-	GUTINAS	**94**
L 220 kV	IERNUT	-	BAIA MARE	**93**

Pe primele 12 linii *se depaseste puterea naturala* (de cca. 150MW).

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

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

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

Nivelul de tensiune din SEN pentru un anumit palier de consum, este influentat de gradul de utilizare a mijloacelor de 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 capabilitate 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 capacitiv unde ar fi mai instabile dinamic si pentru ca tensiunile in nodurile de control din RET sa se mentina la un nivel cat mai ridicat (pentru a asigura un domeniu mai mare de variatie a tensiunii in nodurile de control din RET);
- tensiunile in RET si RED sa nu depaseasca limitele admisibile superioare.

Rezultatele privind utilizarea bobinelor de compensare si a comutarii ploturilor din unitatile de transformare sunt reprezentate in anexele: 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 utilzarea atat a benzii primare cat si a celei secundare la unele din grupurile generatoare.

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

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

Confidential sunt prezentate tensiunile rezultate in statiile din SEN pentru regimurile analizate.

Regimurile de varf R3, R6 si R8

Aceste 3 regimuri sunt caracterizate prin productie 0 in CEE, fie ca sunt VSV, fie ca sunt VDV, fie ca au in functiune Confidential, fie ca functioneaza Confidential, fie ca soldul este de export sau de import.

La aceste 3 regimuri 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. Aceste probleme sunt mai accentuate la regimul R3 in care functioneaza Confidential, lipsind astfel o sursa importanta de absorbtie de putere reactiva.

Pentru mentinerea tensiunilor in limitele admisibile a fost necesara utilizarea mijloacelor disponibile: tensiune impusa la bornele generatoarelor apropiata de nivelul minim, comutarea de ploturi si conectarea suplimentara fata de regimul de baza R4 a unor bobine de compensare, exclusiv din zonele cu depasiri.

Regimurile de gol R2 si R7

Regimul R2 este un regim de gol de noapte mediu pentru o zi de sarbatoare. Regimul R2 este un regim admisibil, in care se respecta criteriul N-1 si este folosit pentru:

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

- calcule de stabilitate statica.

Regimul R2 este caracterizat prin depasiri ale nivelului admisibil de tensiune in nodurile RET și RED atat in schema completa cat si la verificarea criteriului N-1.

Pentru reglarea nivelului de tensiune in regimului R2:

- s-au folosit ca mijloace de reglare modificarea tensiunii la bornele generatoarelor, modificarea ploturilor de functionare la transformatoarele bloc si a celor de sistem;
- comportarea la palierul de GNs a centralelor eoliene este in general in domeniul capacitiv, absorbind putere reactiva din reteaua din zona Dobrogea;
- s-au conectat toate bobinele de compensare din SEN, 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 si BC 400 kV Bucuresti Sud sunt indisponibile.
- a fost necesara pornirea a Confidential si a unui Confidential;
- a fost necesara deconectarea de linii descarcate.
- 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.
- tensiunile calculate pentru barele 400 kV Tariverde, Rahman, Stupina, Gura Ialomitei, Brazi Vest, respectiv barele 220 kV Brazi Vest si Lotru in regimurile de varf si regimurile de gol se considera valori ale tensiunii de consemn pentru schema N .

Regimul R7 este un regim de gol de noapte de sarbatoare corespunzator perioadei de Paste 2018. Pentru reglarea nivelului de tensiune in regimului R7:

- s-au folosit ca mijloace de reglare modificarea tensiunii la bornele generatoarelor, modificarea ploturilor de functionare la transformatoarele bloc si a celor de sistem;
- s-au conectat toate Confidential;
- s-a considerat functionarea Confidential
- s-au deconectat linii descarcate din RET:
  - LEA 400 kV Bradu – Brasov,
  - LEA 400 kV Domnesti – Urechesti,
  - LEA 400 kV Isaccea – Smardan c1,
  - LEA 400 kV Slatina – Tantareni,
  - LEA 400 kV Tantareni – Turceni G1,
  - LEA 400 kV Tantareni – Turceni G3+4,
  - LEA 400 kV Tantareni – Turceni G7,
  - LEA 400 kV Urechesti-Rovinari G5+G6;
  - LEA 220 kV FAI – Gutinas,
  - LEA 220 kV Iernut-Baia Mare 3,
  - LEA 220 kV Bucuresti Sud - Mostistea – Ghizdaru,
  - LEA 220 kV Cluj Floresti-Mariselu;
  - LEA 220 kV Iernut – Ungheni c2,
  - LEA 220 kV Alba Iulia – Galceag,
  - LEA 220 kV Alba Iulia-Sugag,
  - LEA 110 kV Domnesti-Militari c1 si c2.

<u>Stabilirea benzilor de tensiune din nodurile de control ale RET</u>

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 statiile de 400 si 220 kV care se afla in interiorul sectiunilor deficitare S3, S4, S5 sau la interfata lor, criteriul N-1 s-a aplicat pentru schema N, la balante de puteri corespunzand nivelului puterilor admisbile calculate la capitolul de stabilitate statica.

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

Benzile de tensiune in nodurile de control ale RET (400 kV si 220 kV) sunt prezentate in anexa 3.7.

C. Consumul propriu tehnologic

Confidential

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

La functionare in schema completa de calcul pentru vara 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 vara 2018,
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, propuse 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:
AT2 220/110 kV Isalnita, AT1 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, AT2 220/110 kV Mintia, AT4 400/220 kV Mintia, AT2 220/110 kV Iaz, T1 400/110 kV Oradea Sud
DET 5:
AT2 220/110 kV Alba Iulia (considerat astfel in analize la toate regimurile), 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 este retras din exploatare in regimul R4
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
AT2 220/110 kV Isalnita	3	AT1 220/110 kV Isalnita, AT 220/110 kV Urechesti, AT 220/110 kV Sardanesti si AT2 220/110 kV Craiova Nord in functiune.
AT1 220/110 kV Craiova Nord	3	AT2 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

Mentinere in rezerva	DET	Masura de regim privitoare la alte unitati de transformare in functiune
AT1 220/110 kV Pestis	4	AT2 220/110 kV Pestis si AT1 220/110 kV Mintia in functiune
AT2 220/110 kV Mintia	4	AT1 220/110 kV Mintia si AT2 220/110 kV Pestis in functiune
AT4 400/220 kV Mintia	4	AT3 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
T1 400/110 kV Oradea Sud	4	T2 400/110 kV Oradea Sud in functiune
AT2 220/110 kV Alba Iulia (considerat astfel in analize la toate regimurile)	5	AT1 220/110 kV Alba Iulia si AT 220/110 kV Campia Turzii in functiune (considerat astfel in analize la toate regimurile)
AT2 220/110 kV Cluj Floresti (propunere schema normala)	5	AT1 220/110 kV Cluj Floreasti 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:
-AT2 220/110 kV Dumbrava este retras din exploatare pentru RTh Dumbrava conform PAR. La schema normala AT1 este dezlegat si AT2 este in functiune;
-AT 220/110 kV Focsani este retras din exploatare pentru RTh in R4, R5, R6;
-AT1 220/110 kV Brazi Vest este pus in functiune; 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; AT2 Turnu Severin Est este deconectat ca masura de regim aferenta in toate regimurile;
-AT 220/110 kV Campia Turzii este in functiune
-AT1, 2 220/110 kV Hasdat sunt retrase din exploatare pentru RTh in toate regimurile

In toate regimurile zonele Fundeni 110 kV A + B functioneaza debuclat: 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 statiilor racordate la bara 110 kV A, respectiv bara 110 kV B a statiei Fundeni raman alimentati.

In toate regimurile CLT 110 kV Progresu este conectata.

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

LEA 400 kV Rosiori-Oradea Sud, se deconecteaza postavarie T 400/110 kV Oradea Sud aflat in functiune,
LEA 400 kV Cluj E.-Gadalin, se deconecteaza postavarie T7 400/110 kV Cluj E (si invers),
LEA 220 kV Stalpu-Teleajen, se deconecteaza postavarie AT 220/110 kV Stalpu (si invers),
LEA 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 debuclat de zona Constanta+Medgidia, indiferent de productia CEE.
Debuclarea este realizata astfel:

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

Realizarea separarii intre Tulcea si Constanta+Medgidia permite mentinerea productiei maxim posibila a CEE, atat in zona Tulcea , cat si in zona Constanta din exteriorul sectiunii Harsova-Medgidia (CEE Pestera, Chirnogeni, Cobadin, Pecineaga 2, Mihai Viteazu 1 si Mihai Viteazu 2), la declansari in RET sau RED.
De asemenea LEA 110 kV Ostrov-L.Sarat c1 si c2 este debuclata in statia Ostrov.
Buclarea zonelor Tulcea si Constanta+Medgidia se realizeaza in unele scheme de retrageri.

In toate regimurile, LEA 110 kV Baltagesti-G.Ialomitei se considera conectata la ambele capete. LEA 110 kV Baltagesti-Basarabi se considera deconectata in statia Baltagesti si conectata in statia Basarabi.

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

LEA 110 kV Poiana Lacului-Cazanesti se mentine in rezerva si se conecteaza peste un anumit prag al productiei 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 Cogealac,
pentru a evita incarcarea CT 110 kV Tariverde peste limita admisibila data de TC (cu I_{TC}=800A), la declansarea unei unitati de transformare 400/110 kV Tariverde.
CEE Fantanele Est + Vest si Cogealac vor debita puterea totala astfel: productia sa fie de maxim confidential pe bara 2 110 kV Tariverde, astfel incat sa se previna incarcarea cuplei 110 kV peste Iadm=120%*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 cuplele combinate conectate cu functie de CT.

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

1. LEA 110 kV Fagaras conectata pe bara 1 in statia Hoghiz
2. LEA 110 kV Tusnad-Valea Crisului deconectata in Valea Crisului;
3. LEA 110 kV Copsa Mica-Medias conectata in statia 110 kV Copsa Mica;
4. LEA 110 kV Tarnaveni-Medias deconectata;
5. in statia Tarnaveni este conectata CC-1, ca CT 110 kV;
6. LEA 110 kV Tauni-Blaj deconectata in statia Blaj;
   CT 110 kV Campia Turzii in rezerva.
   Distributia pe bare este urmatoarea:
   - AT 220/110 kV Campia Turzii, LEA 110 kV Campia Turzii-Aiud, cu derivatie IMA si LEA 110 kV Campia Turzii-Aiud, cu derivatie Ocna Mures, toate in functiune;
   - LEA 110 kV Iernut, Calarasi, Ludus, Poiana si Mihai Viteazu, toate in functiune.
7. LEA 110 kV Orlat - M. Sibiului - Petresti conectata;
8. CT 110 kV Vascau conectata;
   - bara 1 110 kV Vascau: LEA 110 kV Bradu, LEA 110 kV Beius;

- bara 2 110 kV Vascau: LEA 110 kV Sudrigiu, LEA 110 kV Varfurile;

9 . LEA 110 kV Salonta-Ch. Cris conectata.

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

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

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

- zona 110 kV Dobrogea, compusa din:
  - zona Tulcea;
  - zona Constanta+Medgidia;

  In cadrul zonei Constanta+Medgidia se defineste zona Harsova+Medgidia;
- zona statiei 400/110 kV Tariverde;
- zona Dobrogea este compusa din Dobrogea 110 kV si zona Tariverde;
- zona statiilor 400/110 kV Stupina si Rahman;
- zona Baltagesti, G.Ialomitei;
- zona 110 kV L.Sarat, Smardan;
- zona sectiunii S6:
  - zona Dobrogea;
  - zona 110 kV L.Sarat;
  - zona Stupina-Rahman;
  - zona Baltagesti-G. Ialomitei;
- zona Moldova;
- zona Banat.

Regim R1

D1 Regimul R1 este un regim de varf mediu seara zi lucru, corespunzator lunii aprilie.
Palierul de consum este 8200 MW, in conditiile unui sold de export de 1000 MW, schema de calcul **A,** hidraulicitate mare, termoficare in functiune.
Productia CEF= confidential.
Productia CEE s-a determinat pornind de la valoarea maxima confidential, astfel incat sa fie respectat criteriul N-1 atat in RET cat si in RED (considerand curentii maximi admisibili in regim de durata corespunzatori temperaturii mediului ambiant de 30°C).
Se mentioneaza ca valoarea de 30°C este acoperitoare, temperatura nu se estimeaza ca ar putea depasi 20°C.
Procedura de determinare este similara cu cea utilizata la analiza regimului R4. Acolo sunt prezentate detalii, iar aici doar concluziile.
A rezultat o valoare de cca. confidential, care reprezinta valoare limitata in CEE din zona HMC, in CEE Pantelimon si CEE care debiteaza pe axa Topolog-Tulcea (CEE Corugea, CEE Casimcea si CEE Topolog*)*, celelalte CEE din SEN fiind in functiune la puterea disponibila maxima.
Au fost operate urmatoarele masuri topologice: conectare LEA 110 kV Pogoanele-Jugurean, LEA 110 kV Valea Calugareasca-Urziceni, LEA 110 kV Ramnicu Sarat-Costieni, CT 110 kV Liesti si LEA 110 kV Liesti-Maxineni.
Aceste masuri sunt satisfacatoare pentru declansarile LEA 400 kV Gutinas-Smardan, Bucuresti Sud-Gura Ialomitei, Bucuresti Sud-Pelicanu, Bucuresti Sud-Fundeni c1/c2.
Se mentioneaza ca nivelul productiei in CEE care se poate evacua in conditii de siguranta este mai ridicat in cazul regimului R1 comparativ cu regimul R4, nu atat datorita ipotezelor diferite privind palierul de consum si de sold, cat datorita diferentei intre schemele de calcul A si B.
Se mentioneaza de asemenea ca reteaua externa este aceeasi la cele doua regimuri.

D2 Regimul R1 este caracterizat printr-o hidraulicitate mare (confidential). Amenajarea CHE Olt are o valoare ridicata (confidential).

La verificarea criteriului N-1 in RED se constata ca:
- la declansarea uneia din cele doua LEA 110 kV dintre statiile 110 kV Arges Sud si Valcele, se incarca cealalta la cca. 104%$I_{adm30°C}$.;
- la declansarea LEA 110 kV Jiblea-CHE Turnu se incarca LEA 110 kV Valea Danului-CHE Cornetu cu derivatie CHE Gura Lotrului la cca 108%$I_{adm30°C.}$

La verificarea criteriului N-1 in RET se constata ca la declansarile AT 220/110 kV Stuparei, LEA 220 kV Bradu-Stuparei, AT 220/110 kV Raureni au loc de[pasiri de pana la 115% $I_{adm30°C}$ pe LEA 110 kV Arges Sud-Jiblea
Ca urmare se aplica conectarea LEA 110 kV Poiana Lacului-Cazanesti. Se pot conecta si CT 110 kV Dragasani si LEA 110 kV Pojaru-Berbesti daca rezulta necesar la regimurile zilnice.

D3 In regimul R1 caracterizat printr-o hidraulicitate ridicata CHE Portile de Fier I si II are o productie de confidential.
La declansarea unui circuit al LEA 220 kV Portile de Fier-Resita, celalalt circuit se incarca peste limita admisibila de 870 A, pana la valori de peste 1000 A, in functie de pozitia comutatoarelor de ploturi ale AT 3 400/220 kV Arad si AT 400/220 kV Urechesti. Aceasta comportare este amplificata sever de soldul de export al RS (cca. 460 MW), conform ipotezei din modelul retelei externe.
Dupa cum s-a precizat la capitolul 3.1, in care se descriu schemele de calcul pe DET-uri, s-a optat pentru aplicarea setului 2 de masuri de regim la RTh Turnu Severin Est:
- conectare CT 110 kV Banovita (cu repartizare linii de 110 kV astfel incat sa nu se supraincarce),
- deconectarea si a celui de-al doilea AT 220/110 kV Turnu Severin Est;
-conectare CL2 2A-2B 110 kV Drobeta.

Ca urmare se aplica un set extins de masuri topologice, dar si de dispecerizare a productiei, anume:
- comutare in sens crescator plot AT3 400/220 kV Arad si in sens descrescator plot AT 400/220 kV Urechesti;
- conectare LEA 110 kV Otelu Rosu-Retezat si LEA 110 kV Baru Mare-Otelu Rosu;
- deconectare LEA 110 kV Iaz - Otelu Rosu;
- se trec TH 3, 4 din CHE PdF II (blocul 2) din bara 2B in bara 2A 110 kV Ostrovu Mare (pe bara 2B raman 4 grupuri-TH 5,6,7,8);

- **nu** se opereaza realizarea insulei de consum din statia Turnu Severin Est, prin deconectare LEA 110 kV Toplet-Cozla si LEA 110 kV CFR Caransebes-Balta Sarata (CHE Raul Alb nu este considerat in functiune), deoarece nu exista injectie din 220 kV in aceasta statie (se poate pastra ca masura de rezerva);

- Daca se preconizeaza o temperatura a mediului ambiant de 20°C, atunci incarcarea LEA 220 kV Portile de Fier c1/c2 la declansarea LEA 220 kV Portile de Fier c2/c1 este admisibila (cca. 120%I_{TC}); daca se considera o temperatura mai ridicata pentru luna aprilie, atunci se adopta masura de punere in functiune a automaticii pe LEA 220 kV Portile de Fier c1 si c2, pentru reducerea suplimentara a circulatiei pe LEA 220 kV Portile de Fier-Resita.

Dupa actionarea automaticii (prin deconectarea unui grup in CHE Portile de Fier I), circulatia pe LEA 220 kV Portile de Fier, c1/c2 la declansarea LEA 220 kV Portile de Fier, c2/c1 se reduce, ajungand la o valoare admisibila pentru o temperatura de 25°C (925 A).

Masuri alternative, daca permite circulatia anterioara declansarii:

- se poate porni postavarie un grup in confidential in scopul de a realiza un echilibru al incarcarii LEA 220kV Portile de Fier-Resita c1/c2 la declansarea unuia din circuite si a LEA 220 kV Resita-Timisoara c1/c2 la declansarea unuia din circuite.
- se poate adopta masura postavarie de deconectare a unui circuit al tronsonului unde nu s-a produs declansare (de exemplu c1 al LEA 220 kV Portile de Fier-Resita declanseaza, postavarie se deconecteaza c2 al LEA 220 kV Resita-Timisoara).

D4 In regimul R1 se adopta masuri postavarie la declansarea AT3 (AT4) 400/220 kV Bucuresti Sud, a LEA 400 kV Domnesti-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	-se verifica ca sunt conectate LEA 110 kV Pogoanele-Jugureanu, LEA 110 kV Valea Calugareasca-Urziceni, LEA 110 kV Ramnicu Sarat-Costieni; -se conecteaza CT 110 kV Turnu Magurele; -se recomanda plot AT3, 4 400/220kV pe pozitia maxim 13; Dupa aplicarea acestor masuri topologice, incarcarea scade la 105.4%Sn. -se limiteaza productia CEE: din S6: confidential Total reducere postavarie: confidential
LEA 400 kV Domnesti-Bucuresti Sud	AT4 si AT3 400/220 kV Bucuresti Sud	102.9%Sn	-se verifica ca sunt conectate LEA 110 kV Pogoanele-Jugureanu, LEA 110 kV Valea Calugareasca-Urziceni, LEA 110 kV Ramnicu Sarat-Costieni; -se conecteaza CT 110 kV Turnu Magurele

D4 In regimul R1 deficitele zonelor din Bucuresti sunt**:**

Zona	Sud	Vest	Fundeni
Deficit [MW]	confidential	confidential	confidential

D5 In regimul R1 deficitele/excedentele zonelor din Dobrogea, Moldova si Ardeal sunt:

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

Regim R2

D1 Regimul R2 este un regim de gol de noapte mediu pentru o zi de sarbatoare corespunzator luni aprilie.
Palierul de consum este 4700 MW, in conditiile unui sold de export de 800 MW.
Productia CEF= confidential
Productia CEE= confidential

D2 Regimul R2 este caracterizat prin depasiri ale nivelului admisibil de tensiune in nodurile RET și RED atat in schema completa cat si la verificarea criteriului N-1. Pentru mentinerea tensiunilor in limitele admisibile au fost necesare urmatoarele masuri: conectarea tuturor bobinelor de compensare disponibile din SEN, reglarea tensiunilor la bornele generatoarelor, modificarea ploturilor de functionare ale unitatilor de transformare de sistem, a fost necesara deconectarea de linii descarcate. In zonele Arad, Domnesti si Dobrogea reglajul tensiunii pentru regimul R2 s-a realizat mai dificil din cauza retragerii din exploatare definitive a BC 400 kV Smardan si a unei BC 400 kV Isaccea si a indisponibilitati BC 400 kV Bucuresti Sud si BC 400 kV Arad.

D3 In regimul R2 pentru asigurarea criteriului N-1 au fost necesare urmatoarele masuri preventive de modificare a topologiei de rețea:

- pornirea a doua grupri in confidential si a unui confidential;
- a fost necesara deconectarea de linii descarcate: deconectarea liniei 400 kV Domnesti-Urechesti si a liniei 220 kV Mintia-Retezat.

Nu au fost necesare masuri postavarie de modificare a topologiei de retea.

D4 In regimul R2 deficitele zonelor din Bucuresti sunt**:**

Zona	Sud	Vest	Fundeni
Deficit [MW]	confidential	confidential	confidential

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

Zona	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 perioadei in care este retrasa unitatea 1 CNE Cernavoda (confidential).
Palierul de consum este 7400 MW (cel mai redus dintre regimurile de varf de sarcina, fiind corespunzator lunii mai), in conditiile unui sold de export de 700 MW, schema de calcul **A.**
Productia din resurse regenerabile este confidential. In aceste conditii, tinand cont si de functionarea unei singure confidential, pentru acoperirea cosumului si soldului sunt considerate in functiune celelalte tipuri de resurse, rezultand valori ridicate atat pe carbune cat si pe hidrocarburi si ape.
Se mentioneaza ca exista un regim inrudit cu acesta, regimul R8, in care pentru aceeasi perioada in care este retrasa unitatea 1 CNE Cernavoda s-a facut ipoteza unui sol de import de 1000 MW.
Productia CEE confidential determina transformarea sectiunilor S6, Dobrogea si Harsova-Medgidia (HMC) din excedentare in deficitare. Se remarca de asemenea deficitul redus al sectiunii S4.

D2 Regimul R3 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, tensiune impusa la bornele generatoarelor apropiata de nivelul minim, comutarea de ploturi si conectarea suplimentara fata de regimul de baza R4 a urmatoarelor bobine de compensare: Suceava 400 kV, Gutinas 400 kV, Cernavodă 400 kV (cea de-a doua BC). Este vorba de bobinele din zonele Dobrogea si Moldova in care lipsa productiei concentrate provenind din CEE conduce la un surplus de putere reactiva.
Se mentioneaza ca au fost retrase din exploatare BC_2 Isaccea, cea din Smardan, iar bobinele din Arad si Bucuresti Sud nu sunt disponibile.
Nu a fost necesar sa se conecteze, suplimentar fata de regimul de baza R4, bobine din alte zone decat Dobrogea si Moldova.
Setul de bobine de compensare in functiune la regimul R3 este prezentat in anexa 3.9.

D3 Verificarea criteriului N-1 in regimul R3 s-a facut tinand cont de valorile curentilor admisibili în regim de durata ale LEA corespunzatoare temperaturii mediului ambiant de 30°C.
Nu au fost necesare buclarile care erau impuse de productia mare in CEE (se mentin deconectate CT 110 kV Liesti, LEA 110 kV Liesti-Maxineni, LEA 110 kV Pogoanele-Jugurean, LEA 110 kV Valea Calugareasca-Urziceni si LEA 110 kV Ramnicu Sarat-Costieni.
Depasirile care apar la verificarea criteriului N-1 in RED si RET sunt corelate exclusiv cu faptul ca amenajarea CHE Olt are o valoare ridicata (confidential).
La verificarea criteriului N-1 in RED se constata ca:
- la declansarea uneia din cele doua LEA 110 kV dintre statiile 110 kV Arges Sud si Valcele, se incarca cealalta la cca. $104\%I_{adm30°C}$.;
- la declansarea LEA 110 kV Valea Danului-CHE Cornetu cu derivatie CHE Gura Lotrului se incarca LEA 110 kV Arges Sud-Jiblea la cca $110\%I_{adm30°C.}$

La verificarea criteriului N-1 in RET se constata ca la declansarile AT 220/110 kV Stuparei, LEA 220 kV Bradu-Stuparei, LEA 220 kV Arefu-Raureni, AT 220/110 kV Raureni au loc depasiri de pana la 111% $I_{adm30°C}$ pe LEA 110 kV Arges Sud-Jiblea.
Ca urmare se aplica conectarea LEA 110 kV Poiana Lacului-Cazanesti. Se pot conecta si CT 110 kV Dragasani si LEA 110 kV Pojaru-Berbesti daca rezulta necesar la regimurile zilnice.

D4 In regimul R3 deficitele zonelor din Bucuresti sunt**:**

Zona	Sud	Vest	Fundeni
Deficit [MW]	confidential	confidential	confidential

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

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

Regim R4

D1 Regimul R4 este un regim de varf mediu seara zi lucru, corespunzator lunilor iulie-septembrie.
Palierul de consum este 9000 MW, in conditiile unui sold de export de 1000 MW, schema de calcul **B**.
Productia CEF= confidential
Productia CEE se determina pornind de la valoarea maxima confidential, astfel incat sa fie respectat criteriul N-1 (considerand curentii maximi admisibili in regim de durata corespunzatori temperaturii mediului ambiant de 30°C).
Schema de calcul B include:

RTh Focsani Vest (conditionari de regim: conectare CT 110 kV Liesti si conectare LEA 110 kV Liesti-Maxineni (cu distribuirea liniilor pe cele doua bare din statia Liesti 110 kV astfel incat sa nu se incarce CT 110 kV Liesti peste limita admisibila);

RTh Isaccea (fara conditionari de regim)

RTh Turnu Severin Est (conditionari de regim: conectare CT 110 kV Banovita, cu repartizare linii de 110 kV astfel incat sa nu se supraincarce, deconectarea si a celuilalt AT 220/110 kV Turnu Severin Est si conectarea CL 2A-2B 110 kV Drobeta)

D2 In regimul R4 s-a deteminat puterea maxima ce se poate evacua din CEE din SEN, in conditiile conditiile mentionate anterior, fata de puterea instalata a CEE din SEN, de 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 mm^2 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 mm^2, 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 confidential			L.Sarat, Smardan 110 kV	Tariverde	Stupina, Rahman	Baltagesti G.Ialomitei (include CEE Pantelimon)	Moldova Banat	**SEN**
	CEE Pestera, Chirnogeni, Cobadin, Pecineaga 2, Mihai Viteazu (1 si 2)	Harsova-Medgidia	Tulcea						
$P_{inst.CEE\ (disp.net)}$	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. 578 A (confidential din zona Lacu Sarat-Smardan confidential, limitare de confidential);
-se limiteaza *CEE Corugea, CEE Casimcea si CEE Topolog*, pentru reducerea curentului pe LEA 110 kV Topolog-Tulcea Vest, de la cca. 533 A *(*confidential, limitare de cca. 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, pentru reducerea curentului
pe **LEA 110 kV Medgidia Nord-Mircea Voda Nord** (limita este de 485 A=$I_{adm30°C}$)
pe LEA 110 kV Medgidia Nord-Medgidia 1 (limita este de 720 A=120%I_{TC})
la declansarea LEA 110 kV Mircea Voda -Medgidia Sud.

Limitarea productiei *CEE din zona Harsova-Medgidia*** este de cca. confidential **(**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 **(**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 peste limita admisibila $I_{adm30°}$ a axei 110 kV Liesti-ICM-Tecuci-Marasesti la valori cuprinse intre 515 A si 530 A (toate avand sectiunea de 185mm^2 cu $I_{adm30°C=}$485 A) la declansarea LEA 400 kV Smardan-Gutinas; se mentioneaza ca este important sa se conecteze si LEA 110 kV Liesti-Maxineni alaturi de CT 110 kV Liesti pentru a muta congestia in situatia declansarii analizate, de pe axa de 150mm^2 Smardan-Schela-Tudor Vladimirescu-Liesti pe axa Liesti-ICM-Tecuci de 185mm$^{2;}$
- incarcarea peste limita admisibila, dar in procent mai mic comparativ cu declansarea precedenta, a LEA 110 kV Slobozia Sud-Dragos Voda la declansarea LEA 400 kV Bucuresti Sud-Pelicanu sau Bucuresti Sud-Gura Ialomitei (pana la cca. 510 A);
- incarcarea LEA 110 kV Valea Calugareasca-Mizil, la declansarea AT 220/110 kV Stalpu sau a LEA 220 kV Stalpu-Teleajan (pana la cca. 520 A);
- incarcarea AT3 (AT4) 400/220 kV Bucuresti Sud, la declansarea AT4 (AT3) 400/220 kV Bucuresti Sud (pana la cca. 114%Sn);
- incarcarea AT3 si AT4 400/220 kV Bucuresti Sud, la declansarea LEA 400 kV Domnesti-Bucuresti Sud (pana la cca. 106%Sn);
-incarcare AT 220/110 kV Paroseni la declansarea LEA 220 kV Baru Mare-Paroseni (pana la cca. 114%Sn)

Se impune conectarea LEA 110 kV Pogoanele-Jugurean si Valea Calugareasca-Urziceni.

Dupa aplicarea acestor masuri circulatia pe LEA 110 kV Liesti-ICM-Tecuci se reduce de la cca. 530 A la cca. 500 A, in continuare peste valoarea limita $I_{adm30°C=}$485 A.

Este necesara limitarea suplimentara a productiei CEE.

S-au verificat mai multe modalitati de limitare a productiei CEE: operarea limitarii CEE din Stupina, din Stupina+Rahman si din zona Lacu Sarat-Smardan. Cea mai eficienta s-a dovedit limitarea productiei CEE din zona Lacu Sarat-Smardan. Limitarea este de la valoarea puterii disponibile nete din zona Lacu Sarat-Smardan confidential, in cuantum de cca. confidential.

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 cca. confidential la cca confidential este identificata ca fiind cea mai mica posibila in conditiile schemei de calcul B, in care este retras din exploatare AT 220/110 kV Focsani Vest si in ipoteza de palier de consum si sold considerata.

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

Vara 2016	Iarna 2016-2017	Vara 2017	Iarna 2017-2018	Vara 2018
confidential	confidential	confidential	confidential	confidential *) RTh Focsani Vest (AT 220/110 kV Focsani Vest retras) RTh Isaccea

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

Consumul combinatului Mitaal Steel in sezonul analizat este considerat de cca. 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 Pestera, Chirnogeni, Cobadin, Pecineaga 2, Mihai Viteazu (1 si 2)	Harsova-Medgidia	Tulcea						
$P_{max.CEE}$	confidential	confidential	confidential	confidential	confidential	confidential	confidential	confidential	confidential

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

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

D3 In regimul R4 se adopta masuri postavarie la declansarea AT3 (AT4) 400/220 kV Bucuresti Sud, a LEA 400 kV Domnesti-Bucuresti Sud si a LEA 220 kV Baru Mare-Paroseni

Declansare	Depasire pe:	Valoare depasire	Masuri postavarie
AT3 (AT4) 400/220 kV Bucuresti Sud	AT4 (AT3) 400/220 kV Bucuresti Sud	108.6%Sn	-se verifica ca sunt conectate LEA 110 kV Pogoanele-Jugureanu si LEA 110 kV Valea Calugareasca-Urziceni; -se conecteaza si LEA 110 kV Ramnicu Sarat-Costieni; -se conecteaza CT 110 kV Turnu Magurele; -se recomanda plot AT3, 4 400/220kV pe pozitia maxim 13; Dupa aplicarea acestor masuri topologice, incarcarea scade la 104%Sn. -se limiteaza productia CEE: confidential
LEA 400 kV Domnesti-Bucuresti Sud	AT4 si AT3 400/220 kV Bucuresti Sud	101%Sn	-se verifica ca sunt conectate LEA 110 kV Pogoanele-Jugureanu si LEA 110 kV Valea Calugareasca-Urziceni; -se conecteaza si LEA 110 kV Ramnicu Sarat-Costieni
LEA 220 kV Baru Mare-Paroseni	AT 220/110 kV Paroseni	112.7%Sn	-se comuta in sens descrescator plotul AT 400/220 kV Urechesti

D4 In regimul R4 deficitele zonelor din Bucuresti sunt**:**

Zona	Sud	Vest	Fundeni
Deficit [MW]	confidential	confidential	confidential

D5 In regimul R4 deficitele/excedentele zonelor din Dobrogea, Moldova si Ardeal sunt:

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

D6 In regimul R4, 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 evidentierea 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	limitare Pg CEE HMC la confidential respectiv a excedentului HMC la confidential
2	confidential	confidential	confidential	confidential	LEA 110 kV Baltagesti-Gura Ialomitei	-	limitare PgCEE Pantelimon la confidential
3	confidential	confidential	confidential	confidential	LEA 110 kV Liesti-ICM Tecuci	LEA 400 kV Smardan-Gutinas	Conectare LEA 110 kV Pogoanele-Jugurean
4	confidential	confidential	confidential	confidential	LEA 110 kV Topolog-Tulcea Vest	-	Limitare PgCEE din axa Harsova-Tulcea Vest
5	confidential	confidential	confidential	confidential	LEA 110 kV Liesti-ICM Tecuci	LEA 400 kV Smardan-Gutinas	Conectare suplimentara LEA 110 kV V. Calugareasca-Urziceni
6	confidential	confidential	confidential	confidential	LEA 110 kV Liesti-ICM Tecuci	LEA 400 kV Smardan-Gutinas	Demararea reducerii Pg CEE zona L.Sarat-Smardan de la confidential pana la cca. confidential, pe masura ce celelalte zone de CEE (cu exceptia celor limitate la pragurile 1, 2 si 4) produc crescator catre puterea lor maxima instalata
7	confidential	confidential	confidential	confidential	-	-	Productie Pg CEE zona L.Sarat-Smardan ajunge la cca. confidential

Diag rama R3-1

confidential

Regim R5

D1 Regimul R5 este un regim de varf mediu dimineata zi lucru, corespunzator lunilor de vara.
Palierul de consum este 8800 MW, cu 200 MW mai mic decat cel pentru palierul VSV (regim R4), in conditiile unui sold similar de export de 1000 MW si a unei productii ridicate in centrale din resurse regenerabile.
Productia CEF= confidential
Productia CEE = confidential adica cea determinata deja ca fiind cea maxim admisibila a se evacua in conditii de siguranta la analiza regimului R4.
Schema de calcul **B**.

D2 Regimul R5 este creat pentru a analiza impactul CEF asupra SEN, fiind unul dintre cele 2 regimuri in care acestea sunt considerate in functiune, celalalt fiind regimul R3.
Productia CEF considerata in R5, de confidential (la fel ca la R3), reprezinta cca. confidential din Pinst la nivel SEN, de cca. confidential la 1.01.2018 (unitati dispcerizabile si nedispecerizabile).
Asa cum este prezentat in capitolul 3.3.2, in regim sunt modelate unitati dispecerizabile sau de valori apropiate de pragul de 5 MW, in valoare totala a Pinst. de cca. confidential pe tot SEN.

Repartizarea pe DET-uri a productiei in CEF modelate este:

DET	1	2	3	4	5	SEN
P CEF modelate [MW]	51	360	160	46	203	820

Se mentioneaza ca productia CEF din DET 2 nu este amplasata in zona Dobrogea, ca urmare nu este afectata productia CEE care poate fi evacuata.
Se mentioneaza de asemenea ca productia CEF provine in cantitati apropiate din unitatile dispecerizabile si din cele nedispecerizabile. Astfel, la 1.01.2018, situatia puterii instalate in CEF este urmatoarea:

UM	Pinst. CEF in SEN, Totala	Pinst. CEF in SEN, unitati dispecerizabile	Pinst. CEF in SEN, unitati nedispecerizabile
[MW]	1375	603	772
[%]	100	44	56

D3 In regimul R5 nu sunt necesare masuri postavarie la nicio declansare.
Nu se opereaza buclari suplimentare fata de cele din regimul R4. Se mentin conectate CT 110 kV Liesti, LEA 110 kV Liesti-Maxineni (RTh Focsani Vest) , LEA 110 kV Pogoanele-Jugurean, LEA 110 kV Valea Calugareasca-Urziceni (productie ridicata in CEE).

D4 In regimul R5 deficitele zonelor din Bucuresti sunt**:**

Zona	Sud	Vest	Fundeni
Deficit [MW]	confidential	confidential	confidential

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

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

Regim R6

D1 Regimul R6 este un regim de varf mediu dimineata zi lucru, corespunzator lunilor de vara, perioada caniculara cu consum ridicat.
Palierul de consum este 9600 MW, cu 800 MW mai mare fata de cel pentru palierul normal VDV (regim R5), in conditiile unui sold similar de export de 1000 MW.
Productia CEF= confidential
Productia CEE = confidential (canicula este asociata de obicei cu productie redusa in CEE).
Schema de calcul **B**.

D2 Regimul R6 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 si, comutarea de ploturi.

Nu a fost necesara conectarea suplimentara fata de regimul de baza R4 a bobinelor de compensare disponibile din Dobrogea si Moldova desi, la fel ca la regimul R3 (VDV, cu o confidential in functiune si cu productie confidential in CEE), lipseste productia concentrata provenind din CEE care conduce la un surplus de putere reactiva. Dar, spre deosebire de regimul R3, la regimul R6 sunt in functiune ambele unitati CNE, absorbtia de reactiv fiind mai mare, iar palierul de consum este si el mai ridicat (9600 MW fata de 8100 MW). De asemenea si palierul corespunzator de putere reactiva consumata este mai mare.

Se mentioneaza caracterul moderat excedentar al sectiunii S6 in regimul R6.
Excedentul sectiunii S6 in acest regim este situat in domeniul dat de valorile de la regimurile cu productie 0 si cele de la regimurile cu productie maxima in CEE.
Acest excedent este mult mai mic decat in regimurile cu productie mare in CEE si cu doua unitati la CNE Cernavoda in functiune, unde caracterul sectiunii S6 e puternic excedentar.
Acest excedent este mult mai mare fata de regimul R3 (VDV, cu confidential unitate CNE in functiune si cu productie confidential in CEE), datorita contributiei CNE Cernavoda cu confidential unitati in functiune in regimul R6.

Atat in regimul R3 cat si in regimul R6, sectiunile Dobrogea si Harsova-Medgidia sunt usor deficitare.

Se observa caracterul dezechilibrat al regimului R6 in ceea ce priveste sectiunile S4 si S5: sectiunea S5 pronuntat deficitara, in timp ce sectiunea S4 are un deficit relativ scazut.

Se mentioneaza ca au fost retrase din exploatare BC_2 Isaccea, cea din Smardan, iar bobinele din Arad si Bucuresti Sud nu sunt disponibile.
Setul de bobine de compensare in functiune la regimul R6 este prezentat in anexa 3.9.

D3 Verificarea criteriului N-1 in regimul R6 s-a facut tinand cont de valorile curentilor admisibili în regim de durata ale LEA corespunzatoare temperaturii mediului ambiant de 30°C.
S-a constatat o singura depasire, anume la declansarea LEA 400 kV Constanta Nord-Cernavoda se incarca T2 400/110 kV Medgidia Sud la cca. 109%Sn. Sensul circulatiei este dinspre RET spre RED, zona Dobrogea fiind deficitara.
Se mentioneaza ca in regimul similar din punct de vedere al productiei confidential in CEE, adica regimul R3, incarcarea T2 400/110 kV Medgidia Sud la declansarea LEA 400 kV Constanta Nord-Cernavoda este de cca. 80%Sn, sensul circulatiei fiin acelasi, dinspre RET spre RED. Explicatia este data de faptul ca deficitul zonei Dobrogea este mai accentuat in regimul R6 (confidential).
Descarcarea la 100% Sn a T2 400/110 kV Medgidia Sud se face postavarie, prin reducerea deficitului sectiunii Dobrogea la cca. confidential.

Nu au fost necesare buclarile care erau impuse de productia mare in CEE (se mentin deconectate LEA 110 kV Pogoanele-Jugurean, LEA 110 kV Valea Calugareasca-Urziceni si LEA 110 kV Ramnicu Sarat-Costieni).
Se mentin conectate CT 110 kV Liesti si LEA 110 kV Liesti-Maxineni, datorita RTH Focsani Vest.

D4 In regimul R6 deficitele zonelor din Bucuresti sunt**:**

Zona	Sud	Vest	Fundeni
Deficit [MW]	confidential	confidential	confidential

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

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

Regim R7

D1 Regimul R3 este un regim de gol de noapte de Paste.
Palierul de consum este 4300 MW, in conditiile unui sold de export de 600 MW.
In acest regim s-a considerat urmatoarea structura de productie:
Productia in centralele pe carbune 911 MW;
Productia in centralele pe hidrocarburi 381 MW;
Productia in centrala nucleara 1400 MW;
Productia in hidrocentrale 1133 MW;
Productia in centralele eoliene confidential.
Topologia retelei in regimul R7 corespunde schemei de calcul **A.**

D2 Regimul R7 este caracterizat prin depasiri ale nivelului admisibil de tensiune in nodurile RET și RED in schema completa.
Pentru mentinerea tensiunilor in limitele admisibile au fost necesare urmatoarele masuri:

- ✓ conectarea tuturor bobinelor de compensare din SEN,
- ✓ reglarea tensiunilor la bornele generatoarelor pana la valoarea minima,
- ✓ modificarea ploturilor de functionare ale unitatilor de transformare de sistem.
- ✓ functionarea in regim de compensator a doua grupuri din CHE Lotru si a unui grup CHE Vidraru.
- ✓ In zona Dobrogea si Bucuresti reglajul tensiunii pentru regimul R7 s-a realizat mai dificil fata de studiile anterioare din cauza retragerii din exploatare definitive a BC 400 kV Smardan, a unei BC 400 kV Isaccea si a indisponibilitati BC 400 kV Bucuresti Sud.

D3 In regimul R7 pentru asigurarea criteriului N-1 au fost necesare urmatoarele masuri preventive de modificare a topologiei de rețea:

- ✓ a fost necesara deconectarea de linii descarcate:
  - ➢ LEA 400 kV Bradu – Brasov,
  - ➢ LEA 400 kV Domnesti – Urechesti,
  - ➢ LEA 400 kV Isaccea – Smardan c1,
  - ➢ LEA 400 kV Slatina – Tantareni,
  - ➢ LEA 400 kV Tantareni – Turceni G1,
  - ➢ LEA 400 kV Tantareni – Turceni G3+4,
  - ➢ LEA 400 kV Tantareni – Turceni G7,
  - ➢ LEA 400 kV Urechesti-Rovinari G5+G6;
  - ➢ LEA 220 kV FAI – Gutinas,
  - ➢ LEA 220 kV Iernut-Baia Mare 3,
  - ➢ LEA 220 kV Bucuresti Sud - Mostistea – Ghizdaru,
  - ➢ LEA 220 kV Cluj Floresti-Mariselu;
  - ➢ LEA 220 kV Iernut – Ungheni c2,
  - ➢ LEA 220 kV Alba Iulia – Galceag,
  - ➢ LEA 220 kV Alba Iulia-Sugag,
  - ➢ LEA 110 kV Domnesti-Militari c1 si c2.

Nu au fost necesare masuri postavarie de modificare a topologiei de retea.

D4 In regimul R7 deficitele zonelor din Bucuresti sunt**:**

Zona	Sud	Vest	Fundeni
Deficit [MW]	confidential	confidential	confidential

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

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

Zona	S5	S4
Deficit [MW]	confidential	confidential

Regim R8

D1 Regimul R8 este un regim de varf mediu seara zi lucru, corespunzator perioadei in care este retrasa unitatea 1 CNE Cernavoda (2.05-4.06.2018).
Palierul de consum este 7400 MW (cel mai redus dintre regimurile de varf de sarcina, fiind corespunzator lunii mai), in conditiile unui sold de import de 1000 MW, schema de calcul **A.**

Palierul de consum este acelasi cu cel al regimului R3, care corespunde aceleiasi perioade.
Productia din resurse regenerabile este confidential (confidential). In aceste conditii, tinand cont si de functionarea unei singure unitati la CNE Cernavoda, pentru acoperirea cosumului, in afara importului, sunt considerate in functiune celelalte tipuri de resurse, rezultand valori ridicate pe carbune cat si pe ape, dar mai mici comparativ cu regimul R3.
Regimul R8 este singurul regim cu sold de import.

Se mentioneaza ca exista un regim inrudit cu acesta, regimul R3, in care pentru aceeasi perioada in care este retrasa unitatea 1 CNE Cernavoda s-a facut ipoteza unui sold de export de 700 MW, ambele avand productia in CEE= confidential.
Comparatia se poate face si intre regimul R8 si regimul R6 (VDV, canicula, confidential unitati CNE, CEE= confidential), din punct de vedere al productiei confidential in CEE.
In regimul R8 productia CEE= confidential determina transformarea sectiunilor S6, Dobrogea si Harsova-Medgidia (HMC) din excedentare in deficitare (la fel ca la regimul R3).

D2 Regimul R8 este caracterizat in schema N prin depasiri ale nivelului admisibil de tensiune in special in zonele Moldova, Dobrogea. Situatia este comuna regimurilor cu productie confidential in CEE (R3, R6, R8), dar este mult mai accentuata la cele la care este in functiune o singura unitate CNE (R3 si R8)
Pentru mentinerea tensiunilor in limitele admisibile a fost necesara utilizarea mijloacelor disponibile, tensiune impusa la bornele generatoarelor apropiata de nivelul minim, comutarea de ploturi si conectarea suplimentara fata de regimul de baza R4 a urmatoarelor bobine de compensare: Suceava 400 kV, Gutinas 400 kV, Cernavodă 400 kV (cea de-a doua BC). Este vorba de bobinele din zonele Dobrogea si Moldova in care lipsa productiei concentrate provenind din CEE conduce la un surplus de putere reactiva.
Se mentioneaza ca au fost retrase din exploatare BC_2 Isaccea, cea din Smardan, iar bobinele din Arad si Bucuresti Sud nu sunt disponibile.
Nu a fost necesar sa se conecteze, suplimentar fata de regimul de baza R4, bobine din alte zone decat Dobrogea si Moldova.
Setul de bobine de compensare in functiune la regimul R8 este prezentat in anexa 3.9.

D3 Verificarea criteriului N-1 in regimul R8 s-a facut tinand cont de valorile curentilor admisibili în regim de durata ale LEA corespunzatoare temperaturii mediului ambiant de 30°C.
Nu au fost necesare buclarile care erau impuse de productia mare in CEE (se mentin deconectate CT 110 kV Liesti, LEA 110 kV Liesti-Maxineni, LEA 110 kV Pogoanele-Jugurean, LEA 110 kV Valea Calugareasca-Urziceni si LEA 110 kV Ramnicu Sarat-Costieni.

Nu rezulta depasiri la verificarea criteriului N-1 in RED si RET (spre deosebire de regimul R3 unde au fost aplicate masuri care decurgeau din productia mare pe CHE amenajare Olt).

D4 In regimul R8 deficitele zonelor din Bucuresti sunt**:**

Zona	Sud	Vest	Fundeni
Deficit [MW]	confidential	confidential	confidential

D5 In regimul R8 deficitele/excedentele zonelor din Dobrogea, Moldova si Ardeal sunt:

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

3.3.4. Analiza regimurilor de functionare in scheme cu retrageri

Precizari

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

2. In toate regimurile, la retragerea din exploatare a LEA 400 kV Bucuresti Sud-Pelicanu sau LEA 400 kV Pelicanu-Cernavoda, se deconecteaza T2 400/110 kV Pelicanu si se conecteaza T 400/110 kV Gura Ialomitei aflat in rezerva.
In aceasta situatie linia 110 kV Pelicanu-CSC2 (consumatori linistiti de pe platforma Silcotub Calarasi) poate functiona pe:

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

3. In balantele analizate CET Galati nu este in functiune. Distributia consumului combinatului Mital Steel pe barele statiilor Smardan si Barbosi este determinanta in ceea ce priveste circulatia pe axa de 220 kV dintre Filesti-Barbosi-Focsani. In cadrul studiului nu s-a intervenit asupra acestei distributii, ea mentinuta asa cum a fost inregistarata in ziua caracteristica de vara 2017.

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

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

6. La retragerea din exploatare a LEA 220 kV Barbosi-Focsani Vest 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, Copsa Mica-Medias, CT 110 kV Hoghiz (LEA 110 kV Fagaras-Hoghiz bara 1), CT 110 kV Vascau;
zona S5: pe LEA 400 kV Brasov-Gutinas, Smardan-Gutinas, LEA 220 kV Barbosi-Focsani Vest, Stejaru-Gheorgheni, LEA 110 kV Ramnicu Sarat-Costieni;
zona S6: pe LEA 400 kV Gutinas-Smardan, Bucuresti Sud-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 capacitati nete de schimb pentru vara **2018,** 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 seara cu productie maxima posibila in CEE (R4) si sold 1000 MW.

S-au calculat capacitati 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 licitatiile 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%
exp 6	50%	25%	15%	10%
exp 7	30%	30%	20%	20%
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%
imp 6	50%	25%	15%	10%
imp 7	30%	30%	20%	20%

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.

La determinarea valorilor NTC pentru import s-a luat in considerare si cresterea deficitului in sectiunea S4 (reducerea productiei in CTE Iernut).

Cele mai restrictive contingente critice si elemente limitatoare sunt indicate in tabelul de mai jos:

		Contingenta	**Limita de incarcare pe:**
Export RO	**1**	LEA 400 kV Sofia Zapad – Nis	LEA 400 kV Portile de Fier – Djerdap; TC
	2	LEA 400 kV Tantareni – Kozlodui 1c	LEA 400 kV Portile de Fier – Djerdap; TC
Import RO	**1**	LEA 400 kV Rosiori – Mukacevo	LEA 110 kV de pe axa Arad – Chisinau Cris – Oradea Vest; 100% $I_{lim\ 30^{o}\ C}$

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 vara 2018:

Scenarii NTC	exp1/ imp1	exp2/ imp2	exp3/ imp3	exp4/ imp4	exp5/ imp5	exp6/ imp6	exp7/ imp7

Regim	R4	R4	R4	R4	R4	R4	R4
Contingente critice export	2, (1)	2	2	2	2	2	2
Contingente critice import	1	1	1	1	1	1	1
Export RO	1900	2000	2000	1900	1950	2000	2000
Import RO	1800	1900	1700	1700	1700	1600	1700
RO->HU	650	700	850	650	800	900	700
HU->RO	700	700	700	600	700	700	650
RO->RS	600	450	450	650	550	550	600
RS->RO	500	400	400	500	400	400	450
RO->BG	500	700	550	450	450	400	450
BG->RO	400	550	400	350	350	300	350
RO->UA	150	150	150	150	150	150	250
UA->RO	200	250	200	250	250	200	250

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 pateneri printr-o interfata multilaterala incluzand si granite ale SEN (exemplu RO+BG=>UA+HU+RS+MK+GR+TR, RO+RS=>HU, etc.).

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

Limita de export este impusa de:
- incarcarea LEA 400 kV Portile de Fier-Djerdap la declansare unui circuit al LEA 400 kV Tantareni – Kozlodui aflat in functiune sau a LEA 400 kV Sofia Zapad – Nis 2 (linie de interconexiune dintre SE Serbia si SE Bulgaria), pentru o productie initiala la CHE Portile de Fier I de 580 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 marite spre Ungaria si Bulgaria determina cresterea valorilor NTC in comparatie cu o crestere a exportului pe directia Ungaria si Serbia.
- Marirea exportului spre Serbia determina reducerea valorilor NTC in functie si de productia initiala la CHE Portile de Fier I.

- O structura a importului cu cote mai mari dinspre Bulgaria determina cresterea valorii NTC total in interfata SEN. Limitarea importului din Bulgaria de catre partener nu poate fi compensata de o crestere similara a importului din Ungaria si Ucraina, care are un efect mult mai semnificativ asupra zonei de nord a SEN.
- Structura importului cu cote marite dinspre Ungaria si Ucraina determina reducerea valorilor NTC.
- Limitarea deficitului in zona de nord a SEN are ca efect obtinerea unor valori NTC import mai mari.

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

3.5.2 NTC lunare/sublunare ferme

NTC lunare ferme pe granite se calculeaza lunar cu metodologia de calcul dezvoltata la SPO/UNO – DEN pe baza recomandarilor ENTSO-E privind schimburile interdependente in retele buclate: NTC bilaterale se determina coordonat prin calculul unor NTC compozite in interfata de interconexiune a SEN si in alte interfete utilizate in comun cu partenerii, principiu convenit cu toti partenerii.

Pentru fiecare luna, 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 comuna a interfetelor, scenarii de schimb pesimiste cu alocari succesive pe mai multe granite;
- masuri operative preventive/ postavarie.

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

Valorile NTC lunare ferme armonizate cu partenerii de interconexiune pentru aprilie 2018 sunt prezentate in Anexa 3.11. 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 STATICE

Determinarea puterilor admisibile in sectiunile caracteristice

Conditii generale

S-au verificat limitele de stabilitate statica si respectarea criteriului de siguranta (N-1) pentru sectiunile caracteristice S1, S2, S3, S4, S5 si S6.
Pentru toate sectiunile s-a considerat functionarea interconectata a SEN cu 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), R4 si R2 (gol) cu verificarea criteriului N-1. Pentru fiecare din aceste scheme s-a verificat stabilitatea statica in schema de durata in cazul declansarii unui element din zona care afecteaza sectiunea, si respectarea criteriului de siguranta.
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) în reteaua de 750kV: 735kV – 765kV;
(2) în reteaua de 400kV: 380kV – 420kV;
(3) în reteaua de 220kV: 198kV – 242kV;
(4) în 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, si R4, iar in R3 s-a considerat in functiune numai o unitate in CNE Cernavoda.

4.1 Sectiunea S1

4.1.1. Sectiunea S1 in ipoteza de balanta R4 palierul VS cu productie in CCE.

Calculele s-au efectuat pentru scheme cu N, N-1 elemente in functiune in ipoteza de balanta R4 (varf)cu productie in CEE. Excedentul initial al sectiunii este de cca. 1790 MW. Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.1):

- La declansarea ambelor circuite ale L220 kV Portile de Fier – Resita (d.c.), puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}$=5910 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 1630 MW, valoare peste care apar suprsarcini pe L 110 kV Crusovat – Toplet.

- La declansarea ambelor circuite ale L220 kV Portile de Fier – Resita (s.c.), puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}$=5880 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2060 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 $P_{8\%}$=6000 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2160 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 $P_{8\%}$=5140 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2070 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 $P_{8\%}$=5650 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2050 MW, valoare peste care apar suprsarcini pe L 110 kV Urechesti – Targu Jiu.

- La declansarea unei unitati CNE, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}$=6290 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2150 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 $P_{8\%}$=5830 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2160 MW, valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe pe L 110 kV Paroseni – Targu Jiu.

- La declansarea L 400 kV Slatina-Bucuresti Sud, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}$=5880 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2360 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 1552 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 $P_{8\%}$=3450 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2470 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 $P_{8\%}$=3430 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2380 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 $P_{8\%}$=3470 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2390 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 $P_{8\%}$=3130 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2480 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 $P_{8\%}$=3430 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2580 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 $P_{8\%}$=3430 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2580 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 3380 MW, iar puterea admisibila in sectiune este de 1870 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 3380 MW, iar puterea admisibila in sectiune este de 1860 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 R3 (varf) **)** fara productie in CEE si CFV **si cu o unitate in CNE Cernavoda**. Initial sectiunea S3 are un deficit de 549 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 $P_{8\%}$=1280 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 1160 MW (1150 MW – reteaua vizibila).

- La declansarea L400 kV Smardan- Gutinas, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}$=1410 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 1210 MW (1200 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 $P_{8\%}$=1760 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 1320 MW (1310 MW reteaua vizibila), valoare peste care apar suprsarcini pe Tr 400/110 kV Medgidia.

- La declansarea L400kV Isaccea- Tulcea Vest, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}$=1870 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 1650 MW (1630 MW – reteaua vizibila), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.

- La declansarea unitatii in functiune din CNE Cernavoda, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}$=2300 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 1480 MW (1460 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 fara productie in CEE si CFV si cu o unitate in CNE Cernavoda.

Deficitul initial al sectiunii este de cca. 350 MW.

Confidential.

Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.4.1):

- La declansarea L400 kV Sibiu Sud - Iernut, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}$=1290 MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 1020 MW (810 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 $P_{8\%}$=1240 MW , iar *puterea admisibila in sectiune este 910 MW (730 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 $P_{8\%}$=1490 MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 1300 MW (1030 MW – reteaua vizibila)*, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;

- La declansarea L400 kV Gadalin - Iernut, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}$=1510 MW, iar *puterea admisibila in sectiune este* 110*0 MW* (870 MW – reteaua vizibila), valoare peste care se supraincarca pe AT 400/220 kV Iernut;

- La declansarea L400 kV Rosiori – Oradea Sud, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}$=1480 MW , iar *puterea admisibila in sectiune este 1270 MW (1000 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 $P_{8\%}$=1500 MW , iar *puterea admisibila in sectiune este* 1290 *MW (1020 MW – reteaua vizibila)*, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;

4.4.2. Sectiunea S4 in ipoteza de balanta R4 palierul VS cu productie in CEE.

Deficitul initial al sectiunii este de cca. 780 MW.

Confidential.

Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.4.1):

- La declansarea L400 kV Sibiu Sud - Iernut, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}$=1230 MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 820 MW (710 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 $P_{8\%}$=1180 MW , iar *puterea admisibila in sectiune este 1090 MW (940 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 $P_{8\%}$=1410 MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 1180 MW (1130 MW – reteaua vizibila)*, valoare peste care apar suprsarcini pe L 110 kV Paroseni – Targu Jiu.

- La declansarea L400 kV Gadalin - Iernut, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}$=1430 MW, iar *puterea admisibila in sectiune este* 97*0 MW* (840 MW – reteaua vizibila), valoare peste care se supraincarca pe AT 400/220 kV Iernut;

- La declansarea L400 kV Rosiori – Oradea Sud, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}$=1360 MW , iar *puterea admisibila in sectiune este 1170 MW (1000 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 $P_{8\%}$=1420 MW , iar *puterea admisibila in sectiune este* 1260 *MW (1070 MW – reteaua vizibila)*, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;

Confidential.

- La retragerea L400 kV Rosiori - Mukacevo si declansarea L400 kV Sibiu Sud – Iernut, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}$=860 MW, iar *puterea admisibila in sectiune este* 780 *MW (630MW – reteaua vizibila),* valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;

- La retragerea L400 kV Sibiu Sud - Iernut 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* 800 *MW (430MW – reteaua vizibila),* valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;

- La retragerea L220 kV Alba Iulia – Cluj Fl. si declansarea L400 kV Sibiu Sud - Iernut, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}$= 1250 MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 830 MW (820 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 - Iernut, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}$=1210 MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 780 MW (570 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 - Iernut, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}$=1180 MW, iar *puterea admisibila in sectiune este* de 620 *MW (620 MW – reteaua vizibila)*, valoare peste care valoarea tensiunilor in reteaua de transport si 110kV incepe sa scada sub valorile din Codul RET;

- La retragerea AT440/220 kV Rosiori si declansarea AT400/220 kV Iernut, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}$=1130 MW, iar *puterea admisibila in sectiune este* de 810 *MW (650 MW – reteaua vizibila)*, valoare peste care apar suprasarcini pe T7 400/110 kV Cluj Est si tensiunile scad sub valorile din Codul RET;

- La retragerea AT440/220 kV Iernut si declansarea AT400/220 kV Rosiori, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}$=1170 MW si *puterea admisibila in sectiune sunt aceleasi, se modifica numai puterea admisibila in sectiune care este de 820MW (610 MW – reteaua vizibila))*, valoare peste care apar suprasarcini pe T7 400/110 kV Cluj Est si tensiunile scad sub valorile din Codul RET;

4.4.3. Sectiunea S4 in ipoteza de balanta R2 palierul GNS

Deficitul initial al sectiunii este de 434 MW.
Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.4.3):
Confidential.

- 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 1090 MW (930 MW – reteaua vizibila)*, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;

- La declansarea L400 kV Sibiu Sud - Iernut, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}$=1370 MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 1170 MW (980 MW – reteaua vizibila)*, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;

- La declansarea L400 kV Rosiori - Oradea, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}$=1500 MW , iar *puterea admisibila in sectiune este 1190 MW (1000 MW – reteaua vizibila)*, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;

- La declansarea AT400/220 kV Iernut, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}$=1460 MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 1180 MW (990 MW – reteaua vizibila)*, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;

- La declansarea AT400/220 kV Rosiori, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}$=1290 MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 1030 MW (870 MW – reteaua vizibila)*, valoare peste care apar suprasarcini pe AT 400/220 kV Iernut;

- La declansarea L400 kV Iernut – Gadalin, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}$=1550 MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 1310 MW (1090 MW – reteaua vizibila)*, valoare peste care apar suprasarcini pe AT 400/220 kV Iernut;

4.5. Sectiunea S5

4.5.1. Sectiunea S5 in ipoteza de balanta R3 palierul VS fara productie in CCE si CFV si cu o unitate in CNE Cernavoda.

Deficitul initial al sectiunii este de cca. 408 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 960 MW; iar *puterea admisibila in sectiune este de 710 MW (710 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 (420 MW – reteaua vizibila);*

- La declansarea L400 kV Smardan – Gutinas puterea admisibila in sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}$ este de 990 MW; iar *puterea admisibila in sectiune este de 910 MW (910 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 930 MW; iar *puterea admisibila in sectiune este de 830 MW (830 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 970 MW; iar *puterea admisibila in sectiune este de 870 MW (870 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 1130 MW; iar *puterea admisibila in sectiune este de 960 MW (960 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 Brasov - Gutinas puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}$=790 MW, iar puterea admisibila in sectiune este de 790 MW;

- La retragerea L400 kV Bacau Sud - Roman Nord si declansarea L220 kV Stejaru – Gheorghieni puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}$=890 MW, iar puterea admisibila in sectiune este de 560 MW valoare peste care se depaseste curentul limita pe L 110 kV Schela - Smardan*.*

- La retragerea unui AT400/220kV Gutinas si declansarea L400 kV Gutinas – Bacau Sud puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}$=930 MW, iar puterea admisibila in sectiune este de 400 MW *(360MW – reteaua vizibila)*, valoare peste care apar suprasarcini pe AT 400/220 kV Gutinas;

- La retragerea L220kV Gutinas – Focsani Vest si declansarea L400kV Smardan - Gutinas puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}$=980 MW, iar puterea admisibila in sectiune este de 880 MW *(880MW – reteaua vizibila)*, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;

4.5.2. Sectiunea S5 in ipoteza de balanta R5 palierul VS cu productie in CCE si cu 2 unitati in CNE.

Deficitul initial al sectiunii este de cca. 404 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 940 MW; iar *puterea admisibila in sectiune este de 400 MW (370MW – 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 880 MW; iar *puterea admisibila in sectiune este de 820 MW (700MW – 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 770 MW (650MW – reteaua vizibila),* valoare peste care se depaseste curentul limita pe L 110kV Schela - Smardan;

- La declansarea L400 kV Brasov – Gutinas puterea admisibila in sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}$ este de 1010 MW; iar *puterea admisibila in sectiune este de 810 MW (690MW – reteaua vizibila),* valoare peste care se depaseste curentul limita pe CT 110kV Liesti;

- 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 910 MW (780MW – 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 $P_{8\%}$=780 MW, iar puterea admisibila in sectiune este de 410 MW*(370MW – reteaua vizibila)*, 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 $P_{8\%}$=930 MW, iar puterea admisibila in sectiune este de 400 MW *(360MW – reteaua vizibila)*, valoare peste care se depaseste curentul limita pe L 110 kV Schela - Smardan.

Confidential.

- La retragerea L400 kV Smardan – Gutinas si declansarea L400kV Brasov - Gutinas, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}$=590 MW iar *puterea admisibila in sectiune este de 410 MW (390MW – reteaua vizibila),* valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L110 kV Schela - Smardan;

Confidential.

- La retragerea L400 kV Brasov – Gutinas si declansarea L400kV Smardan - Gutinas, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}$=570 MW iar *puterea admisibila in sectiune este de 380 MW (390MW – reteaua vizibila),* valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L110 kV Liesti- ICM;

Confidential.

- La retragerea L400 kV Gutinas – Bacau Sud si declansarea L400kV Smardan - Gutinas, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}$=790 MW iar *puterea admisibila in sectiune este de*

410 MW (360MW – reteaua vizibila), valoare peste care se depaseste curentul limita pe L 110 kV Liesti - ICM;

4.5.3. Sectiunea S5 in ipoteza de balanta R2 palierul GNS

Deficitul initial al sectiunii este de 276 MW.

Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.5.3):

- La declansarea L400 kV Smardan – Gutinas puterea admisibila in sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}$ este de 860 MW; iar *puterea admisibila in sectiune este de 780 MW,* 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 810 MW; iar *puterea admisibila in sectiune este de 630 MW*;

- La declansarea L400 kV Roman Nord – Suceava 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 740 MW,* valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;

- La declansarea L400 kV Gutinas - Bacau Sud puterea admisibila in sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}$ este de 820 MW; iar *puterea admisibila in sectiune este de 640 MW* 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 890 MW; iar *puterea admisibila in sectiune este de 820 MW,* valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;

- La declansarea L220 kV Stejaru – Gheorgheni puterea admisibila in sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}$ este de 930 MW; iar *puterea admisibila in sectiune este de 800 MW ,* valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET*;*

- La declansarea L220 kV Barbosi – Focsani Vest 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 840 MW;*

4.6. Sectiunea S6

4.6.1. Sectiunea S6 in ipoteza de balanta R4 palierul VS cu productie in CCE.

Excedentul initial al sectiunii S6 este de 2810 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 $P_{8\%}$=4640 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2850 MW *(2650 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 $P_{8\%}$=4810 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2980 MW, *(2770 MW – reteaua vizibila)*, valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L110 kV Slobozia Sud – Slobozia Nord.

- La declansarea L400kV Bucuresti Sud – Gura Ialomitei, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}$=4620 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2890 MW, *(3500 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 $P_{8\%}$=3910 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 3460 MW *(3230 MW – reteaua vizibila)*, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET si valoare ce depaseste curentul limita termica pe L110 kV Mirecea Voda – Medgidia 1 .

- La declansarea L400kV Tariverde – Tulcea Vest, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}$=4910 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 3770 MW, *(3530 MW – reteaua vizibila)*, valoare se depaseste curentul limita termica pe L110 kV Mirecea Voda – Medgidia 1 .

- La declansarea L400kV Brasov – Gutinas, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}$=5040 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 3270 MW, *(3050 MW – reteaua vizibila)*, valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L110 kV Pogoanele – Jugureanu.

- La declansarea L220kV Barbosi – Focsani Vest, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}$=5140 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 3910 MW *(3660 MW – reteaua vizibila)*, valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L110 kV Pogoanele – Jugureanu;

Confidential.

- La retragerea L400 kV Smirdan – Gutinas si declansarea L400 kV Brasov – Gutinas, puterea admisibila prin sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 4330 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 1840 MW *(1630 MW – reteaua vizibila)*, valoare peste care se depaseste curentul limita termica L 110kV Liest- ICM;

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 4280 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 1840 MW *(1690 MW – reteaua vizibila)*, valoare peste care se depaseste curentul limita termica L 110kV Liest- ICM;

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 3920 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 1940 MW, valoare peste care se depaseste curentul limita pe L 110kV Tecuci- Marasesti;

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 3990 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2040 MW , valoare peste care se depaseste curentul limita pe L 110kV Liest- ICM;

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 4540 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2560 MW , valoare peste care se depaseste curentul limita pe L 110kV Liest- ICM;

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 4030 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2670 MW *(2040 MW – reteaua vizibila)*, valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe 110kV Liest- ICM;

4.6.2. Sectiunea S6 in ipoteza de balanta R5 palierul GNS cu productie in CCE.

Excedentul initial al sectiunii S6 este de 2517 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 $P_{8\%}$=4340 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 3640 MW *(3480 MW – reteaua vizibila)*, valoare peste care se depaseste curentul limita pe L220 kV Barbosi- Filesti;

- La declansarea L400kV Bucuresti Sud – Pelicanu, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}$=4590 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 3670 MW, *(3510 MW – 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 $P_{8\%}$=4470 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 3580 MW, *(3420 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 $P_{8\%}$=4690 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 3900 MW *(3720 MW – 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 $P_{8\%}$=4140 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 4140 MW, *(3960 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 $P_{8\%}$=4620 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 3620 MW, *(3820 MW – reteaua vizibila)*, valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L110 kV Pogoanele – Jugureanu.

- La declansarea L220kV Barbosi – Focsani Vest, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}$=4820 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 4160 MW *(3970 MW – reteaua vizibila)*, valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L110 kV Pogoanele – Jugureanu.

5. VERIFICAREA STABILITATII TRANZITORII SI A AUTOMATICILOR

Confidential

6. CONCLUZII SI PROPUNERI DE MASURI

6.1. Propuneri pentru schema normala de functionare

Pentru vara 2018 se propun **schemele normale de functionar**e 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 iarna 2017-2018:

DET 1

Statia 400/220/110 kV Suceava:

- T2 400/110 kV in functiune la Bara 1-400 kV si la Bara 2-110 kV pe celula proprie retehnologizata;
- AT 220/110 kV in functiune pe celula 220 kV retehnologizata, iar pe partea de 110 kV in functiune la bara 1-110kV pe celula proprie retehnologizata;

-s-a desfiintat LEA 110 kV FAI-Suceava-Falticeni provizorat, s-a PIF LEA 110kV Falticeni pe celula proprie si LEA 220kV FAI-Suceava;

- Se consideră la schema normala statia Suceava 110kV retehnologizata pusa in functiune;
  - Barele 1 si 2 110 kV in functiune, CT 110 kV conectata;
  - s-a desfiintat LEA 110 kV Suceava-Mirauti-Combinat-Conexiuni care era in functiune pe celula 110 kV Mirauti si s-a PIF LEA 110kV Combinat 1 pe celula proprie, LEA 110kV Mirauti pe celula proprie, LEA 110kV Conexiuni pe celula proprie;
  -s-a desfiintat LEA 110 kV Suceava-Radauti-Humor si s-a PIF LEA 110kV Gura Humorului pe celula proprie si LEA 110kV Radauti pe celula proprie;
  -s-a desfiintat LEA 110 kV Suceava-Tg Neamt–Veresti-CET Suceava 1 si -s-a PIF LEA 110kV Tg Neamt pe celula proprie, LEA 110kV Veresti pe celula proprie, LEA 110kV CET circ. 1 pe celula proprie;

Statia FAI 220/110/20kV

- AT 2 220/110 kV FAI s-a legat de la bornele 110 kV
- LEA 220kV Suceava in functiune la bara 2-220kV;
- s-a realizat urmatoarea repartitie a elementelor pe bare:

Bara 1-220 kV – AT 1 200 MVA; LEA 220 kV Munteni .

Bara 2-220 kV - LEA 220 kV Suceava, LEA 220 kV Gutinas –in functiune si AT2 200 MVA in rezerva calda .

CT 220 kV in functiune;

Statia 220/110 kV Dumbrava

AT1 200 MVA dezlegat de la borne 220 kV si 110 kV, cu celula 110 kV AT1 in slp;

Barele 1 si 2 220 kV sectionate intre celulele 220 kV Stejaru si AT1; portiunea aferenta cel.220 kV AT1 este in curs de retehnologizare;

S-a reconfigurat schema defunctionare pentru alimentarea **CSG Arcelor Mittal Galati.**

DET2

Statia 400/220/110 kV Bucuresti Sud:

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

Statia 400/110 kV Tulcea Vest:

T1,2,3 400/110 kV in functiune. Daca suma puterilor active pe cele 3 transformatoare este maxim 250 MW se poate aduce in rezerva 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 400/220/110 kV Bradu
- Statiile vechi 400 si 220kV retrase definitiv din exploatare

Statia 220/110kV Isalnita:
- AT1 220/110 kV in functiune
- AT2 220/110 kV in rezerva calda
- LEA 220kV Gradiste in functiune la Bara 2- 220kV

DET 4
Statia 220/110 kV Resita (lucrari de retehnologizatre 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 Iaz circ. 2 retrasa din exploatare cu cordoanele dezlegate (celula LEA 220 kV retrasa din exploatare pentru retehnologizare)

Statia 220 kV Retezat
TH1, TH2 şi LEA 220 kV Hasdat cu celula 220 kV Hasdat în funcţiune pe B 2 – 220 kV;
celula 220 kV Iaz în rezerva calda pe B 2 – 220kV;
B1 – 220 kV în rezerva

DET 5
Stația 220/110 kV Câmpia Turzii (CT 110 kV in funcțiune)**:**
B1-110 kV:
AT 220/110 kV, LEA 110 kV Poiana, LEA 110 kV Calarasi, LEA 110 kV ISCT1 și T1 110/20 kV în funcțiune LEA 110 kV Aiud-Ocna Mures, LEA 110 kV UCT 1 in rezerva calda
B2-110 kV:
LEA 110 kV Iernut, LEA 110 kV Ludus, LEA 110 kV Mihai Viteazu in funcțiune
LEA 110 kV IMA-Aiud-Ocna Mures, LEA 110kV UCT și T2 110/20kV in rezerva calda

B2– 220 kV:
LEA 220 kV Cluj Florești , LEA 220 kV Iernut, AT 220/110 kV, CT 220 kV
B1- 220 kV sub tensiune în gol:
LEA 220 kV Cuptoare 1 in rezerva rece (dezlegata de la celula),
LEA 220 kV Cuptoare 2 in rezervă rece (dezlegata de la celula)

Stația 220/110 kV Alba Iulia
AT2 220/110 kV in functiune si CT 110 kV in rezerva

Stația 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:
AT2 220/110 kV Isalnita, AT1 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, AT2 220/110 kV Mintia, AT4 400/220 kV Mintia, AT2 220/110 kV Iaz, T1 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 descrisa mai sus, precum si gruparea lor pe DET-uri, de la inceputul pana la sfarsitul perioadei analizate:

DET si zone	Pd neta [MW]
DET 1	**299**
DET 2	**2539**
DET 4	**68**
zona 110kV Constanta+Medgidia	**601**
din care Harsova	***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 iarna (2017-2018), 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 CEF modelate este acelasi cu cel din sezonul precedent de iarna (2017-2018). Se mentioneaza ca productia considerata la regimurile corespunzatoare palierului VDV este de 700 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**
	confidential								
	CEE Pestera, Chirnogeni, Cobadin, Pecineaga 2, Mihai Viteazu (1 si 2)	Harsova-Medgidia	Tulcea						
$P_{inst.CEE\ (disp.net)}$	confidential	confidential	confidential	confidential	confidential	confidential	confidential	confidential	confidential

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 30°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 B pentru care s-a facut determinarea puterii maxim admisibile ce poate fi evacuata in conditii de siguranta din CEEeste 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:
-se limiteaza confidential, pentru reducerea curentului pe LEA 110 kV Gura Ialomitei-Baltagesti, de la cca. confidential;
-se limiteaza productia din zona Harsova-Medgidia de la cca. confidential, situatie care corespunde unui excedent maxim admisibil al acestei zone de cca. confidential pentru respectarea criteriului N-1 in RED;
-se limiteaza confidential, pentru reducerea curentului pe LEA 110 kV Topolog-Tulcea Vest, de la cca. confidential;

- S-au verificat mai multe modalitati de limitare a productiei CEE: operarea limitarii confidential, din confidential. Cea mai eficienta s-a dovedit limitarea productiei confidential. Limitarea este de la valoarea puterii disponibile nete din zona confidential, in cuantum de cca. confidential.

Masurile topologice sunt:
-conectare LEA 110 kV Pogoanele-Jugurean si LEA 110 kV Valea Calugareasca-Urziceni;

Ca urmare a aplicarii ansamblului de masuri prezentate mai sus, in ipotezele de palier de consum si de sold conform temei pentru regimul R4, in ipoteza acoperirii palierului de consum conform balantei R5, rezulta posibilitatea evacuarii in siguranta (cu respectarea criteriului N-1) a unei productii a CEE de cca. confidential.

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

Vara 2016	Iarna 2016-2017	Vara 2017	Iarna 2017-2018	Vara 2018
confidential	confidential	confidential	confidential	confidential*) RTh Focsani Vest (AT 220/110 kV Focsani Vest retras) si RTh Isaccea

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

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

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

Se recomanda ca urmatoarea reconductorare sa fie cea a LEA 110 kV Mircea Voda Nord-Medgidia Nord (limita este de 485 A=$I_{adm30°C}$). 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.

Se mentioneaza ca s-a facut o analiza a puterii maxim admisibile ce poate fi evacuata in conditii de siguranta din CEE si in regimul **R1** (palier VSp – luna aprilie, schema de calcul A). In acest caz a rezultat o valoare superioara celei din regimul R4, anume confidential

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

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

Prag	**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 Liesti-ICM Tecuci	LEA 400 kV Smardan-Gutinas	Conectare LEA 110 kV Pogoanele-Jugurean
4	confidential	confidential	confidential	confidential	LEA 110 kV Topolog-Tulcea Vest	-	Limitare PgCEE din axa Harsova-Tulcea Vest
5	confidential	confidential	confidential	confidential	LEA 110 kV Liesti-ICM Tecuci	LEA 400 kV Smardan-Gutinas	Conectare suplimentara LEA 110 kV V. Calugareasca-Urziceni
6	confidential	confidential	confidential	confidential	LEA 110 kV Liesti-ICM Tecuci	LEA 400 kV Smardan-Gutinas	confidential
7	confidential	confidential	confidential	confidential	-	-	confidential

Regim	**Palier de consum**	**Schema de calcul**	**Pealier consum [MW]**	**Prod. in CEE [MW]**	**Prod. in CEF [MW]**	**Prod. in CECC Petrom Brazi [MW]**	**Prod. in CNE [MW]**	**Sold export [MW]**
R1	VSp	A	8200	confidential				1000
R2	GNs	A	4700					800
R3	VSV mai	A	7400					700
R4*)	VSV iulie-septembrie	B	8000					1000
R5	VDV	B	7800					1000
R6	VDV-canicula	B	8600					1000
R7	GN Paste	A	4300					600
R8	VSV mai	A	7400					-1000

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 R1÷R8 sunt prezentate mai jos:

6.2.4. Verificarea criteriului N-1 in scheme cu retrageri

Mare parte din retragerile din exploatare ale echipamentor 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 **R4** (palier varf seara vara, schema de calcul B), sunt reunite echipamentele 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	confidential	confidential
LEA 400 kV Gutinas-Smardan	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 400 kV Rahman-Dobrudja	confidential	confidential
LEA 400 kV Stupina-Varna	confidential	confidential
LEA 220 kV Gutinas-Focsani Vest	confidential	confidential
LEA 220 kV Lacu Sarat – Filesti	confidential	confidential
LEA 220 kV Barbosi – Focsani Vest	confidential	confidential
LEA 220 kV Barbosi - Filesti	confidential	confidential
AT3(4) 400/220 kV Bucuresti Sud	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 vara 2018.

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).

Punerea in functiune de compensatoare statice pentru mentinerea tensiunilor in banda admisibila in special statiile 400 kV Suceava si Pelicanu va ajuta la cresterea puterii admisibile in sectiunile S2,S3 si S5.

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

6.5. Concluzii stabilitate tranzitorie

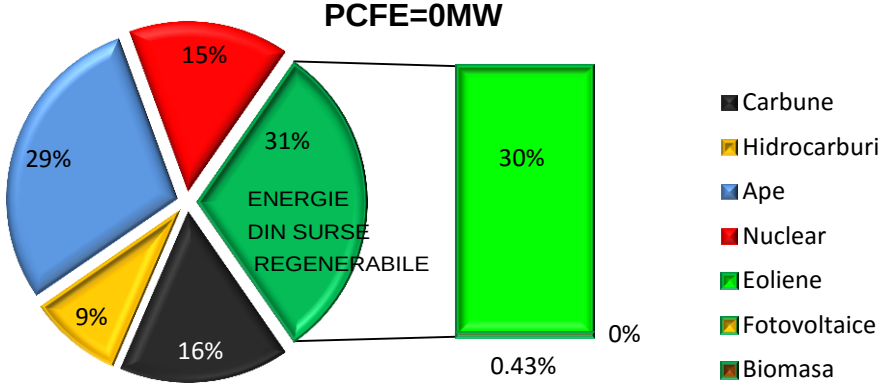
Confidential

6.6. Propuneri de finalizare sau incepere a unor proiecte de dezvoltare a RET

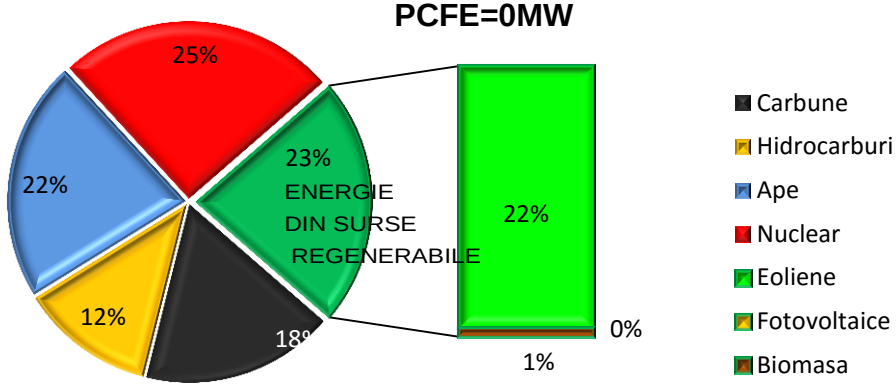
- Racordarea cel putin a unei LEA 400 kV interconexiune RO-BG in st.400/110 kV Medgidia Sud;
- Punerea in functiune a LEA 400 kV Nadab – Oradea S. (creste Padm. S4, creste NTC import, scade CPT);
- Punerea in functiune a LEA 400 kV Smardan – Gutinas d.c. (1 c.e.);
- Punerea in functiune a celui de-al doilea AT- 400 MVA 400/220 kV Brazi V.;
- Punerea in functiune a celui de-al doilea AT- 400 MVA 400/220 kV Iernut;
- Punerea in functiune a unei statii de injectie in centrul de consum al Municipiului Bucurestiului;
- Finalizarea retehnologizarii statiei 400 kV Medgidia Sud;
- Punerea in functiune a T3 - 250 MVA, 400/110 kV Sibiu Sud.

Structura pe resurse a productiei brute din SEN in vara 2018
(valori procentuale)

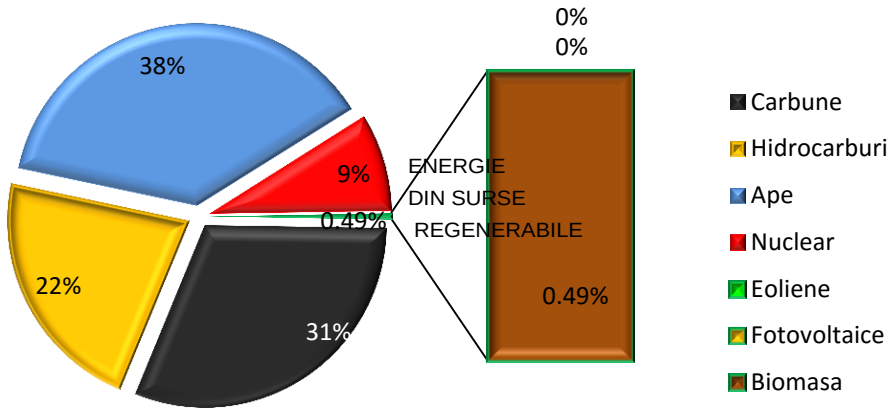
B1 Vs aprilie
Pp=9200MW
PCEE=2785MW
PCFE=0MW



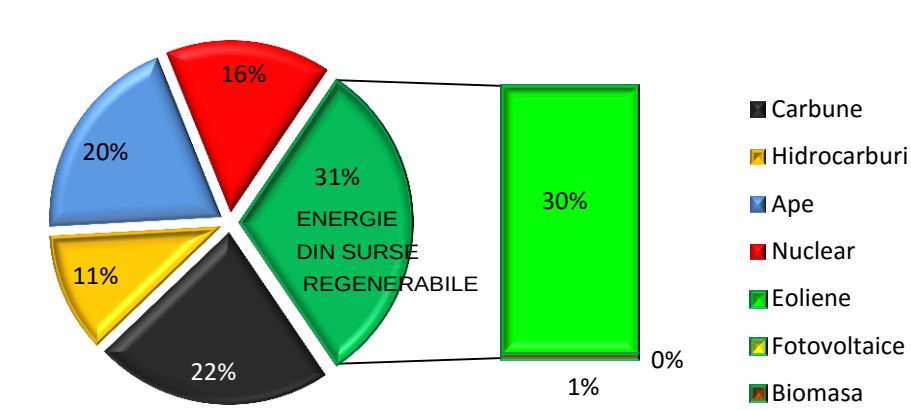
B2 GS aprilie
Pp=5500MW
PCEE=1210MW
PCFE=0MW



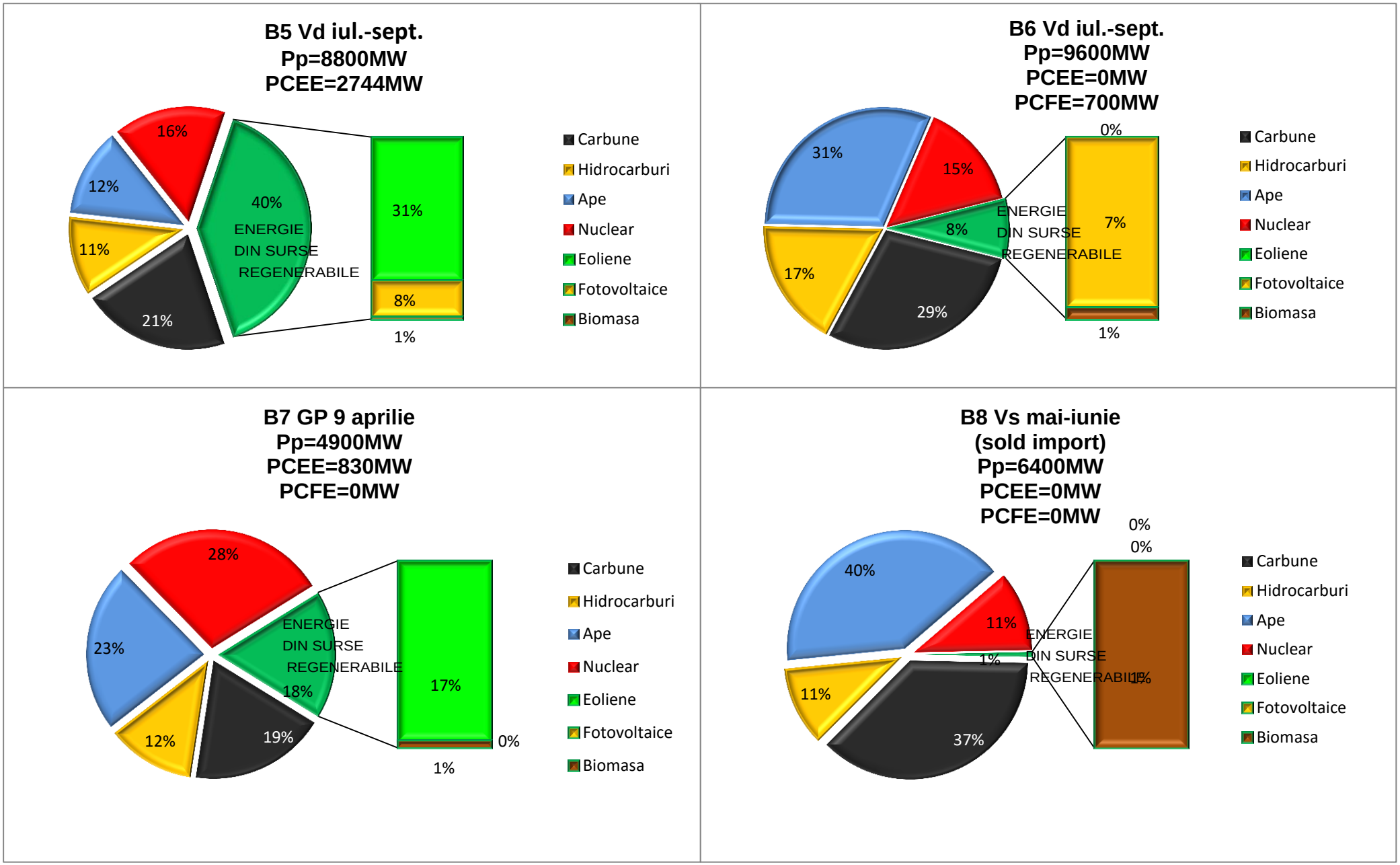
B3 Vs mai-iunie
Pp=8100MW
PCEE=0MW
PCFE=0MW

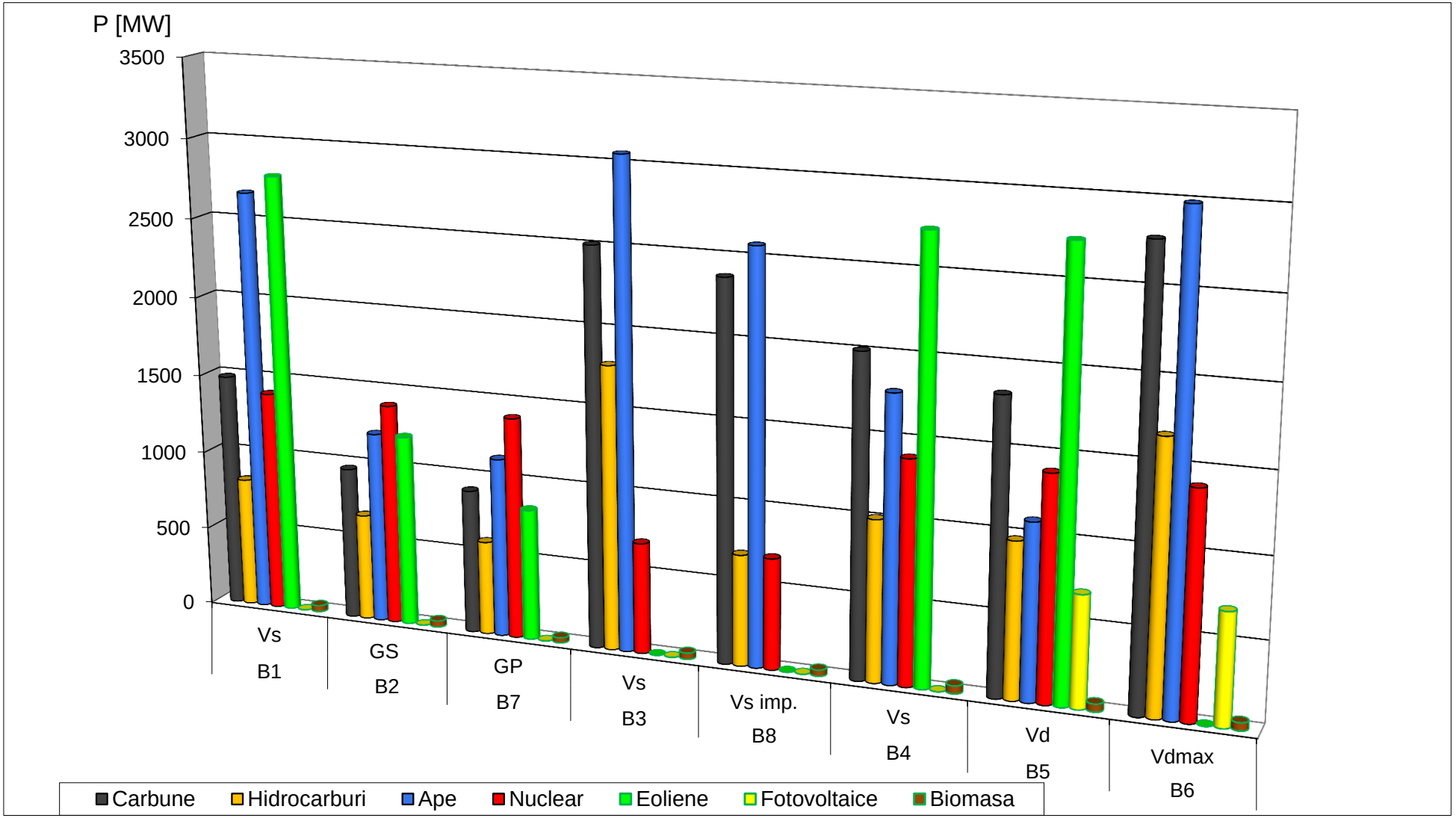


B4 Vs iul.-sept.
Pp=9000MW
PCEE=2744MW
PCFE=0MW



Structura pe resurse a productiei brute din SEN in vara 2018
(valori procentuale)




P [MW]
3500
3000
2500
2000
1500
1000
500
0
Vs B1
GS B2
GP B7
Vs B3
Vs imp. B8
Vs B4
Vd B5
Vdmax B6
Carbune
Hidrocarburi
Ape
Nuclear
Eoliene
Fotovoltaice
Biomasa

NTC ferme pentru aprilie 2018: licitatii lunare_v2

Anexa 3.11

Luand in considerare :

- Programe de retrageri in SEN si SE interconectate; Generatie CNE Cernavoda **1400MW** ;
- Generatie initiala in CHE Portile de Fier I si Djerdap **800+878 MW** ; CEE **1500 MW**; CEF **350 MW**; CECC Petrom Brazi=**840 MW**
- Limita pe LEA 400kV Portile de Fier-Djerdap **1600A** (TC Portile de Fier) ;
- Export initial RO **900 MW**, BG **600 MW, RS 130 MW**;
- Import initial HU **2200 MW,** AL+GR+MK **1000 MW,** HR **500 MW;**
- Masuri preventive si post-avarie; schimburi prognozate; fara soldare; conventii bilaterale.

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

NTC	1.04	2.04	3.04	4.04	5.04	6.04	7-8.04	9.04	10.04	11-13.04	14-15.04	16.04	17-18.04	19.04	20.04	21-22.04	23-24.04	25.04	26-27.04	28-29.04	30.04	
	L220kV L.Sarat-Filesti	L400kV Buc.S.-Pelicanu								L400kV Buc.S.-Pelicanu		L400kV Rahman-Dobrudja					L400kV Rahman-Dobrudja				L400kV Tulcea Vest-Isaccea	
		L400kV Rosiori-Mukacevo								L 220kV Baru Mare-Hasdat		L220kV Portile de Fier-Resita c1/c2				T2 400/110kV Suceava						
			AT 400/220kV Urechesti								L400kV Sajoszeged-Mukacevo (HU-UA)			L330kV Burstyn-ZahidnoUkrankaia (UA)		AT3 400/220kV Mukacevo (UA)	L750kV Albertirsa-ZahidnoUkranskaia (HU-UA), AT3 750/330kV ZahidnoUkranskaia (UA)					
		L400kV Subotica-Sandorfalva (RS-HU)							L400kV S.Mitrocvica-Mladost (RS)								L220kV Timisoara-Sacalaz				L220kV Timisoara-Sacalaz	
			L400kV Zerjavinec-Ernestinovo (HR)														L400kV Subotica 3-Novi Sad 3 (RS)					
																L220kV Focsani vest-Gutinas						
RO=>HU	**600**	**400**	**400**	**400**	**600**		**600**		**450**	**450**	**450**	**400**			**600**		**450**					a
HU=>RO	**700**	**500**	**400**	**500**			**700**															a
RO =>RS	**400**	**350**	**350**	**250**	**450**		**350**		**350**	**300**	**350**	**300**			**400**	**450**	**250**			**300**	**350**	a
RS =>RO	**800**	**400**					**800**										**700**			**800**		a
RO=>BG	**250**																					a
BG=>RO	**300**																					a
RO=>UA	**50**	**0**					**50**															a
UA=>RO	**200**	**0**					**200**															a
RO export	**1300** (pU,pA, CES6	**1000** (pU,pA,CES6	**1000** (aPR (pA, CES6	**900** (pU,pA,CES6	**1300** (pU,pA		**1250** (pU,pA		**1100** (pU,pA	**1050** (pU,pA,CES6	**1100** (pU,pA,CES6	**1000** (aPR (pU,pA,CES6			**1300** (pU,pA, CES6	**1350** (pU,pA, CES6	**1000** (aPR (pU,pA,CES6			**1050** (aPR pU,pA,CES6	**1100** (aPR (pU,pA,CES6	
RO import	**2000**	**1200** (VrS);	**1100** (VrS);	**1200** (VrS);			**2000**										**1900**			**2000**		

- TRM export in interfata RO **200 MW / 300 MW;** TRM import in interfata RO **300 MW / 400 MW**.
- Deficit S4 in balanta aprobata **640 MW;**
- In regimuri post-avarie: LEA 220kV+110kV $\leq I_{20°C}$ &120%I_{TC} ; AT 102-104%Sn; limita de incarcare asigurata si cu actiuni preventive/post-avarie;
  Masuri preventive / postavarie:
  - conditionari de regim;
  - conectarea preventiva LEA 110kV Varadia-C.Surduc (**VrS**); bucla 110kV intre Sibiu Nord si Sebes (**#S**);
  - modificare ploturi preventiv&postavarie: AT3 400/220kV Arad (**pA**), AT 400/220kV Iernut (**pI**), AT3(4) 400/220kV Mintia (**pM**) , AT 400/220kV Urechesti (**pU**); limitare CES6 **(CES6;** CT 110kV Iernut (**CI**);
  - automatica de putere pe LEA 220kV Portile de Fier-Resita (**aPR**)