



Transelectrica®

Societate Administrată în Sistem Dualist

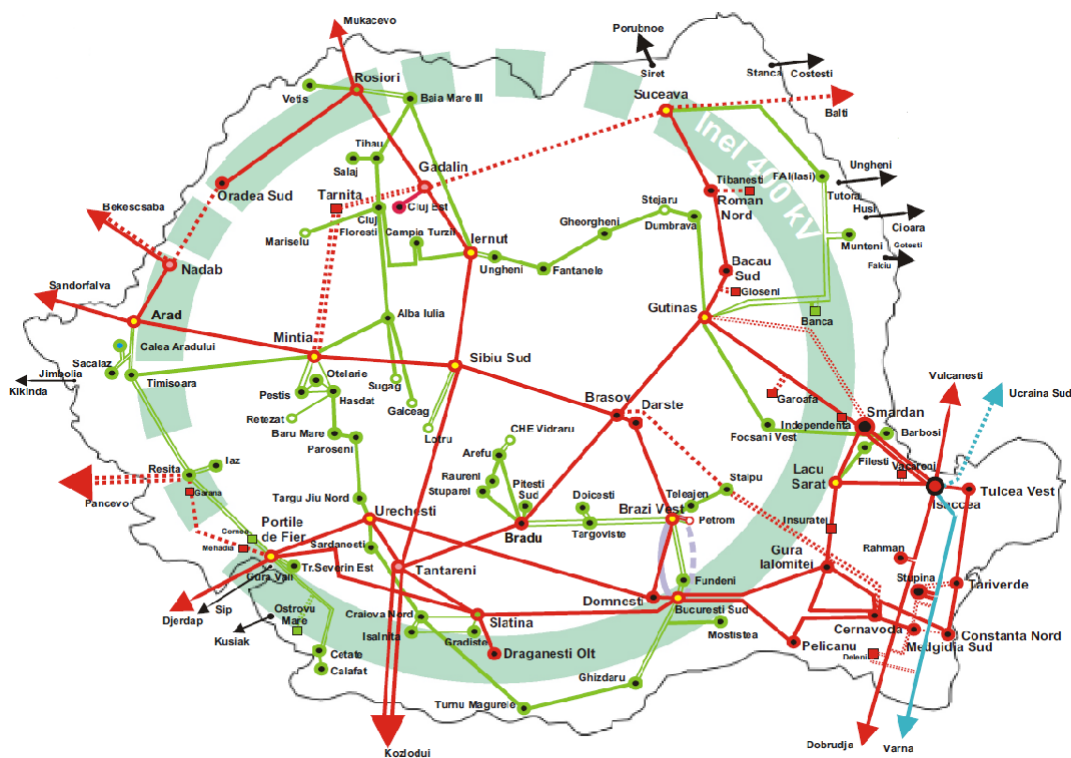
Compania Națională de Transport al Energiei Electrice

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

www.transelectrica.ro

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

Planificarea operațională a funcționării SEN în vara 2020



Martie 2020

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

CUPRINS

1. INTRODUCERE	4
2. BALANTELE DE PUTERE	5
2.1. Consumuri inregistrate in ziua caracteristica din vara 2019	5
2.2. Consumuri inregistrate in vara 2019	6
2.4. Evoluția necesarului de energie electrică în vara 2020	10
2.5. Consumul intern brut mediu lunar prognozat pentru vara 2020	11
2.6. Capacitati de productie	12
2.7. Variante de balanta	12
2.8. Servicii tehnologice de sistem	13
3. REGIMURI STATIONARE DE FUNCTIONARE A SEN.....	14
3.1. Scheme de calcul	14
3.2. Variante de regimuri analizate	17
3.3. Analiza regimurilor de functionare	17
3.3.1. Prezentarea CEE modelate	17
3.3.2. Prezentarea CEF modelate	18
3.3.3. Analiza regimurilor de functionare in schema N.....	19
A. Circulatii de putere	19
B. Nivel de tensiune si stabilirea domeniului de variatie al tensiunii	21
C. Consumul propriu tehnologic	22
D. Verificarea criteriului de siguranta N-1 pentru regimurile de functionare.....	22
3.3.4. Analiza regimurilor de functionare in scheme cu retrageri.....	33
3.4. Managementul congestiilor	34
3.5. Capacitati nete de schimb ale SEN (NTC)	35
3.5.1. Valori NTC sezoniere maxime negarantate	35
3.5.2. Valori NTC lunare/ sublunare ferme.....	37
4. VERIFICAREA STABILITATII STATICE.....	38
4.1. Sectiunea S1.....	38
4.2. Sectiunea S2.....	39
4.3. Sectiunea S3.....	39
4.4. Sectiunea S4.....	40
4.5. Sectiunea S5.....	42
4.6. Sectiunea S6.....	43
5. VERIFICAREA STABILITATII TRANZITORII A ZONEI CERNAVODA	46
6. CONCLUZII SI PROPUNERI DE MASURI	47
6.1. Propuneri pentru schema normala de functionare	47
6.2. Concluzii regimuri stationare	49
6.3. Managementul congestiilor	53
6.4. Conditionari de regim	53
6.5. Concluzii stabilitate statica.....	53
6.6. Concluzii stabilitate tranzitorie	53
6.7. Concluzii generale	53

ANEXE:

2.7.2	Structura pe resurse a productiei brute din SEN
3.11	Valori NTC ferme pentru luna aprilie 2020

1. INTRODUCERE

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

Studiul prezinta analiza si planificarea operationala a functionarii SEN in conditiile de balanta precizate in tema pentru perioada de vara 2020 si propune, pe baza calculelor, schema normala de functionare pentru perioada analizata. Tema este prezentata in anexa 1.1 si a fost avizata in cadrul CTES cu avizul nr. 150/ 2019 (anexa 1.2).

La elaborarea studiului s-a tinut cont de:

- Programul anual de retrageri echipamente din RET pentru anul 2020 (inclusiv linii de interconexiune);
- Programul anual de retrageri grupuri pentru anul 2020 si considerarea unei balante dedicate perioadei de oprire a U1 CNE Cernavoda;
- informatii referitoare la perioada analizata de la ELCEN privind prognoza puterilor prioritare si de la ROMGAZ referitoare la valorile puterilor contractate / estimate pentru unitatile dispecerizabile din CTE Iernut;
- informatiile primite de la Operatorii de Distributie referitoare la consumatori (evolutie consum, puneri in functiune a unor statii noi in RED).

S-au luat in considerare proiectele de investitii din RET și 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 9100 MW, care acopera un consum intern de 8100 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 atat situatii cu productie maxima in CEE si sold de export sau import, cat si varianta cu productie zero in CEE si sold de import pentru consum intern de varf de sarcina mediu.

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

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

- determinarea unui plafon pentru productia centralelor electrice eoliene (CEE) in regimul de baza analizat;
- incadrarea in limitele admisibile a circulatiilor de 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 maxime negarantate.

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 functionarea cu 2 unitati in CNE Cernavoda, varf de sarcina si productie maximă in centrale electrice 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 Iernut cu centrala nouă CEC Iernut în funcțiune la putere nominală și în condiții cu și fără retrageri planificate pe echipamentele adiacente stației Iernut; calculul timpului critic de eliminare a defectelor.

2. BALANTELE DE PUTERE

2.1. Consumuri inregistrate in ziua caracteristica din vara 2019

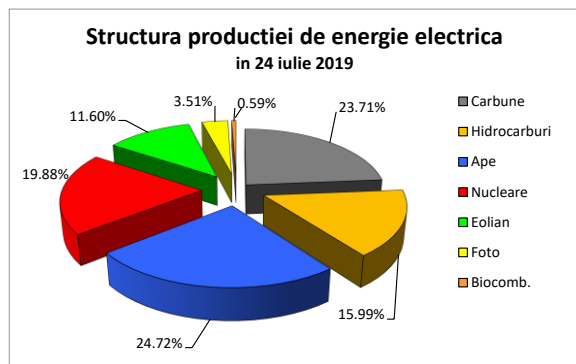
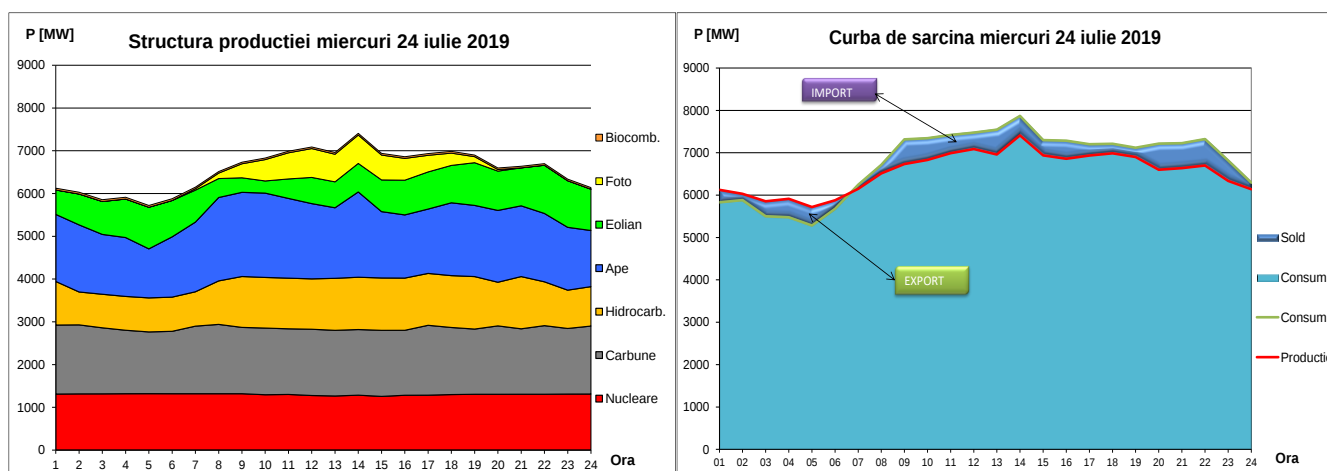
Inregistrarea valorilor (instantanee) consumului intern brut pentru palierele caracteristice de functionare in vara 2019 s-a facut în ziua de miercuri 24 iulie 2019 (pentru vârful de dimineata, vârful de seara și golul de noapte) si noaptea de 28-29 iulie (pentru golul de sarbatoare). Valorile consumurilor inregistrate pe ansamblul SEN la palierele reprezentative din ziua caracteristica au fost:

24 iulie 2019

-vârful de dimineață: 7544 MW ora 14 (7869 MW ora 15)
 -vârful de seară: 7227 MW ora 21 (7324 MW ora 24)
 -golul de noapte: 5479 MW ora 04 (5283 MW ora 05)

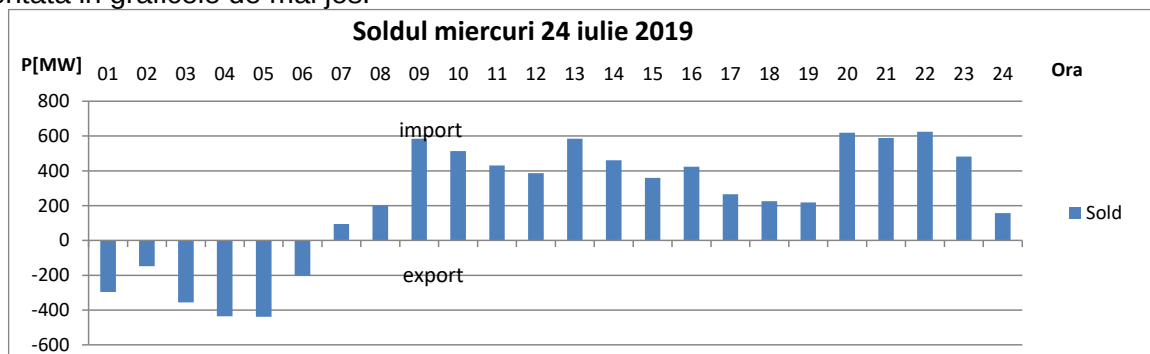
29 iulie 2019

-golul de sărbătoare: 5248 MW ora 04 (5423 MW ora 03).

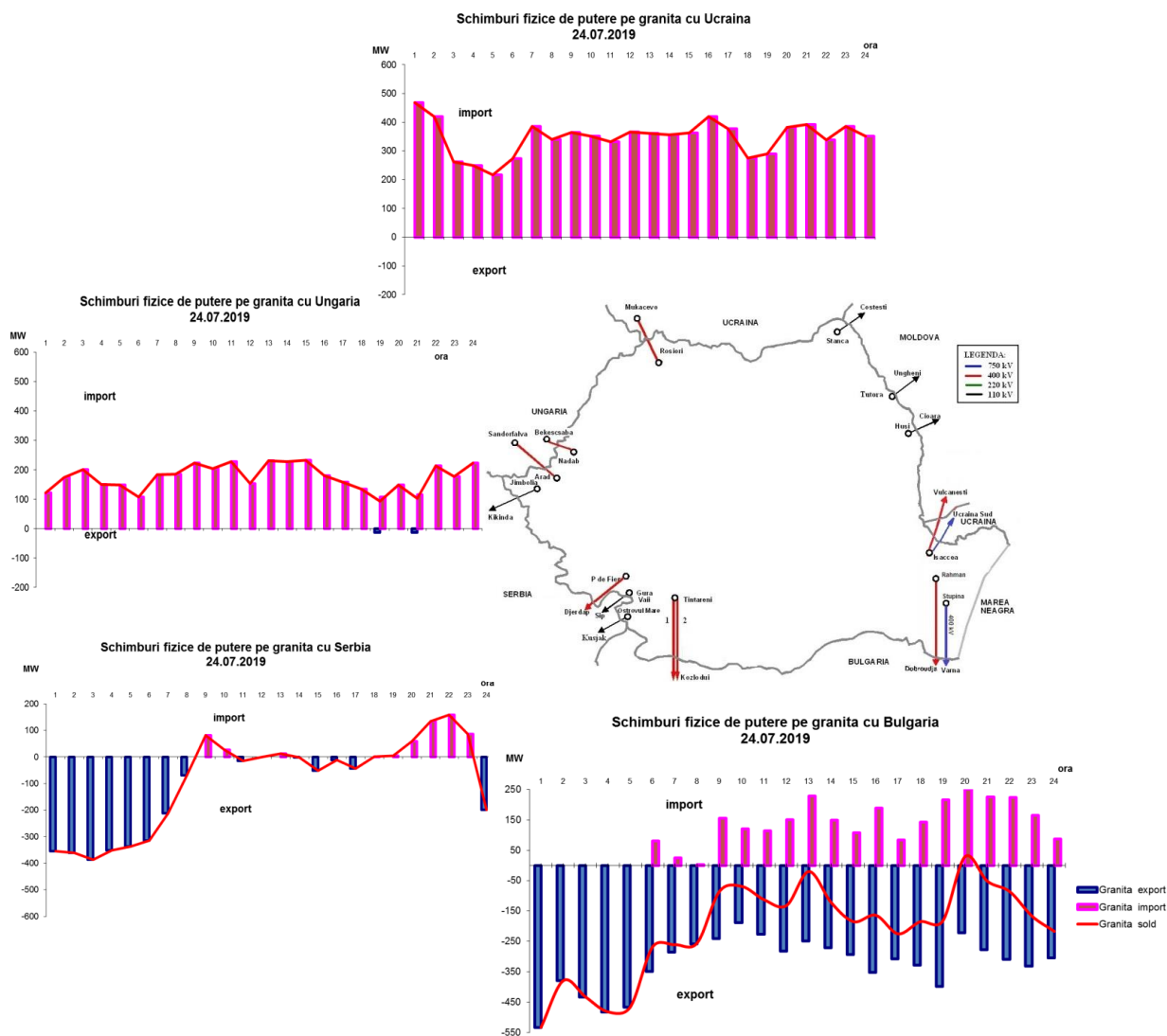


Structura productiei [MWh/h,%]	Carbune	1553	23.71%
	Hidrocarburi	1048	15.99%
	Ape	1620	24.72%
	Nucleare	1302	19.88%
	Eolian	760	11.60%
	Foto	230	3.51%
	Biocomb.	39	0.59%

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



Schimburi fizice pe granite in ziua caracteristica de vara – 24 iulie 2019



Nu s-au înregistrat schimburi pe granita cu Republica Moldova.

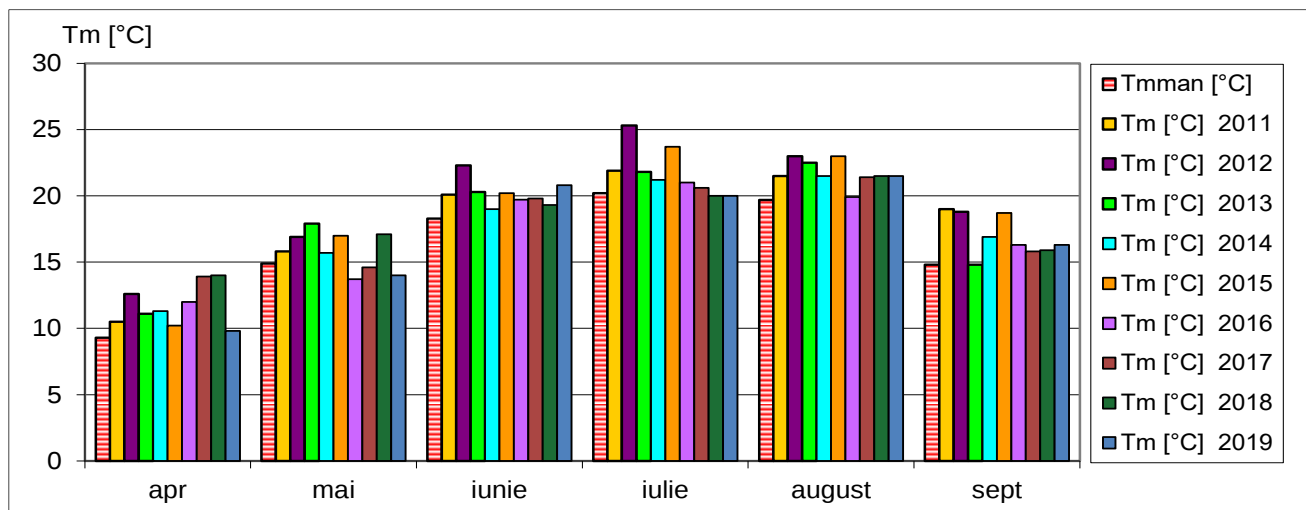
2.2. Consumuri înregistrate în vara 2019

Vara 2019 (perioada aprilie - septembrie) a fost o vara cu temperaturi ușor mai ridicate decât media multianuală. Excepție au făcut lunile iunie și august, care au fost neobișnuit de calduroase, cu temperaturi medii record. Luna iulie s-a caracterizat prin valori relativ mai scăzute ale temperaturii decât în anii anteriori și cu precipitații frecvente. Cu toate acestea consumul înregistrat în luna iulie la palierul de varf a fost mai mare decât cel din luna iunie. Pe suprafețe mici cantitățile de apă cazute au depășit 50 l/mp în majoritatea zilelor lunilor iunie și iulie. Frecvent s-au înregistrat și caderi de grindină, dar pe suprafețe reduse. În luna august precipitațiile s-au redus cantitativ și rar au mai depășit 50 l/mp și pe arii restrânse a căzut grindină.

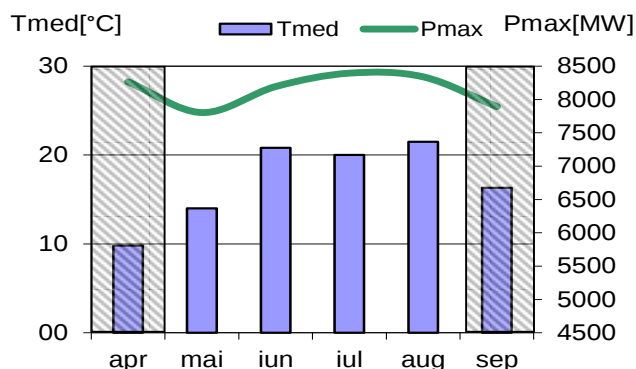
Luna	T _{max} [°C]	T _m [°C] 2011	T _m [°C] 2012	T _m [°C] 2013	T _m [°C] 2014	T _m [°C] 2015	T _m [°C] 2016	T _m [°C] 2017	T _m [°C] 2018	T _m [°C] 2019
apr	9.3	10.5	12.6	11.1	11.3	10.2	12.0	13.9	14.0	9.8
mai	14.9	15.8	16.9	17.9	15.7	17.0	13.7	14.6	17.1	14.0
iunie	18.3	20.1	22.3	20.3	19	20.2	19.7	19.8	19.3	20.8
iulie	20.2	21.9	25.3	21.8	21.2	23.7	21.0	20.6	20.0	20.0
august	19.7	21.5	23.0	22.5	21.5	23.0	19.9	21.4	21.5	21.5
sept	14.8	19	18.8	14.8	16.9	18.7	16.3	15.8	15.9	16.3

T_m- temperatura medie lunara

T_m- temp. medie lunara multianuala



Luna	Tmed	Pmax
apr	9.8	8265
mai	14.0	7804
iun	20.8	8194
iul	20.0	8395
aug	21.5	8340
sep	16.3	7893



Deși temperatura medie a lunii iulie 2019 (20°C) a fost sub valorile lunilor iunie și august, consumul maxim s-a înregistrat în această luna datorită precipitațiilor cazute, care au determinat ca indicele temperatura-umezeala să atingă și să depășească pragul critic pe întreaga durată a lunii iulie. Valoarea maximă a consumului intern brut realizat în perioada analizată a fost de 8395 MW înregistrat în ziua de marți, 2 iulie 2019, ora 13. Valoarea minimă a consumului intern brut a fost înregistrată în noaptea de duminică (Paste) spre luni, 29 aprilie 2019, ora 5, fiind de 4460 MW.

Tabelul 2.2.1 Consumuri înregistrate în vara 2019

Tabelul 2.2.1 Consumuri inregistrate in vara 2019											[MW]			
P prognozata in studiul vara 2019	Realiz. 2019	val. studiu v2019	VD-max/ ora		VD-med/ ora		VS-max/ ora		VS-med/ ora		GS-min/ ora		GS-med/ ora	
VSmed=7600MW	Aprilie	8100	8265	10	7851	10	8153	21	7962	21	4460	5	5565	3
VDmed=8000MW	Mai	7550	7744	9	7327	10	7804	21	7368	21	4752	5	5029	3
Exp=800/1000MW	Iunie	8000	8194	14	7591	13	7693	22	7290	22	4787	5	4943	5
GSmed=4700MW	Iulie	8000/8300	8395	13	7655	13	7829	22	7340	22	4859	5	5056	5
Exp=800MW	August	8000/8300	8340	13	7770	13	8140	21	7676	21	4765	3	5073	3
	Septembrie	8000/8300	7869	14	7325	13	7893	21	7528	21	4871	2	5006	3
	Val.medie		8135		7587		7919		7527		4749		5112	

VD - Varf de dimineață,

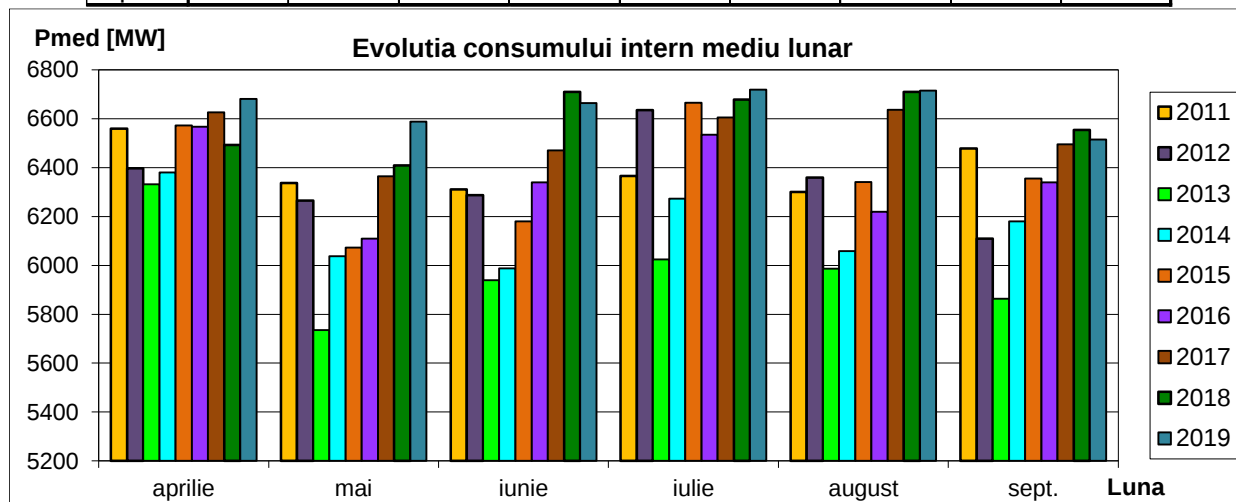
VS - Varf de seară,

GS - Gol de noapte de sâmbătă,

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

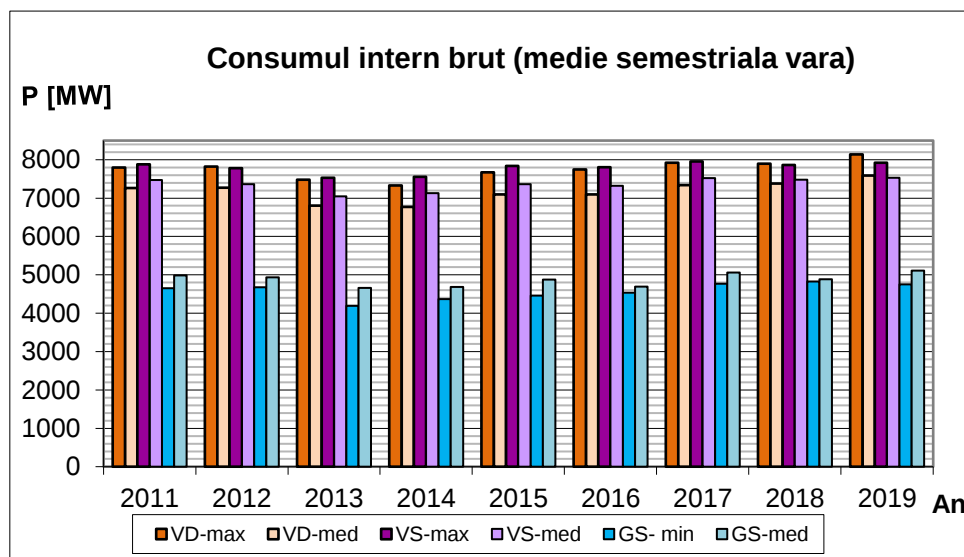
Consum intern brut mediu lunar [MW]

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019
aprilie	6560	6398	6332	6381	6572	6567	6626	6493	6681
mai	6337	6265	5735	6038	6073	6110	6365	6409	6589
iunie	6311	6287	5940	5988	6181	6340	6471	6710	6664
iulie	6366	6635	6024	6273	6665	6535	6605	6679	6719
august	6301	6359	5987	6059	6341	6219	6637	6710	6715
sept.	6479	6110	5863	6181	6356	6340	6496	6554	6515



In anii 2011-2019 evolutia consumului intern brut (medie semestrială) înregistrat la palierul caracteristic este:

anul	VD-max	VD-med	VS-max	VS-med	GS-min	GS-med
2011	7794	7262	7884	7468	4649	4983
2012	7822	7268	7783	7361	4676	4937
2013	7484	6802	7533	7044	4194	4663
2014	7329	6769	7558	7131	4368	4687
2015	7672	7093	7835	7363	4458	4879
2016	7748	7095	7807	7318	4535	4695
2017	7926	7337	7953	7519	4765	5059
2018	7901	7380	7862	7480	4826	4884
2019	8135	7587	7919	7527	4749	5112



Diagnoza valorilor folosite la studiul anterior

Analiza comparativa a prognozei de consum intern brut si a rezultatelor inregistrate in vara 2019 a condus la obtinerea unor valori acceptabile ale **abaterii prognozei** pentru toate perioadele analizate, abateri care nu au influentat rezultatele si concluziile studiului.

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

Perioada 2019 \ Tip palier consum	Tip palier consum	Valoare realizata	Valoare estimata	Abatere prognoză
VS aprilie	Val.max	8153	8100	-0.6%
VS aprilie	Val.med	7909	8100	2.4%
VS mai -iun.	Val.med	7329	7550	3.0%
VS iul.-sep.	Val.med	7458	7600	1.9%
VD iun.-aug.	Val.med	7672	8000	4.2%
VD NTC sez	Val.med	7672	7900	2.9%
Vmax iun-aug	Val.med	8309	8300	-0.01%
GS apr-sep	Val.min	4749	4700	-1.0%

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

In concluzie, calculele si analizele au fost acoperitoare pentru toate palierile de consum analizate, in conditiile abaterilor mici inregistrate.

2.3. Valori NTC

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

In graficele de mai jos sunt reprezentate pentru perioada aprilie 2019 - septembrie 2019:

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

Rezultatul soldarii graficelor de schimb se incadreaza in valorile NTC. Pe baza soldului de la orele indicate mai sus se constata ca Romania a fost o tara predominant exportatoare in perioada 26 aprilie – 8 iulie 2019 si predominant importatoare in perioada 9 iulie – 30 octombrie 2019.

Fig. 2.3.1. Valori NTC ferme agreate si programe de schimb pentru anul 2019

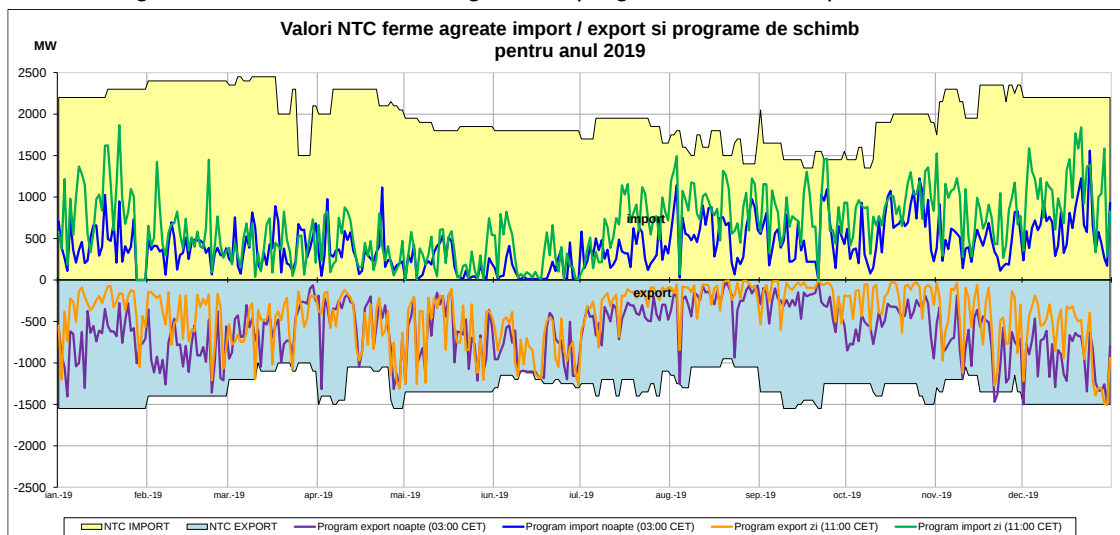
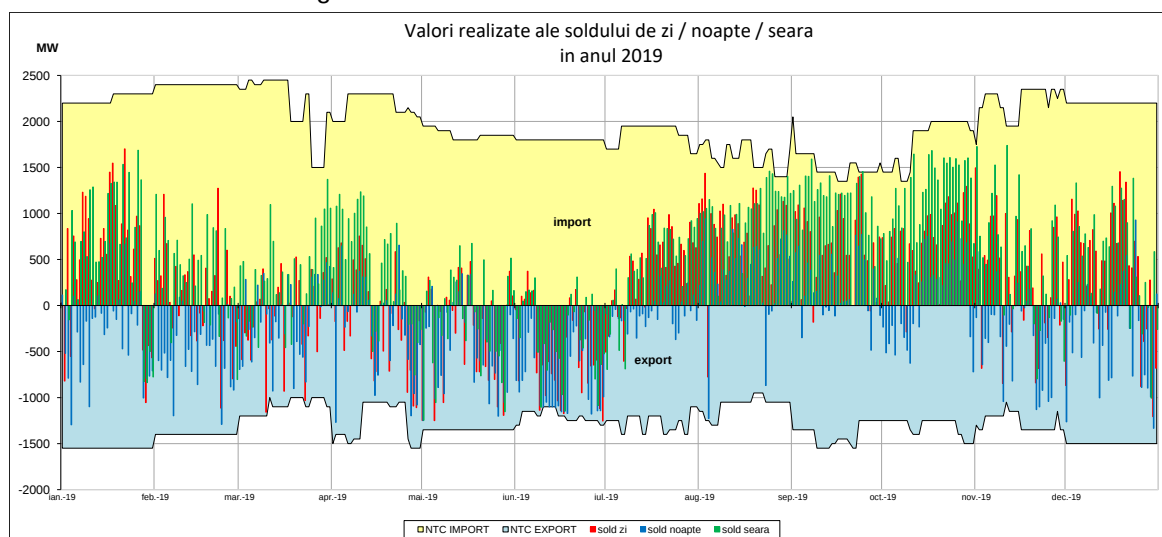


Fig. 2.3.2. Valori realizate ale soldului in anul 2019



2.4. Evoluția necesarului de energie electrică în vara 2020

Scenariul de referință considerat la simularea funcționării pieței de energie electrică din România cu modelul Powrsym4 pentru anul 2020 prevede o evoluție cvasiconstantă a cererii de energie electrică, în situația unor condiții climatologice normale.

Această evoluție moderată, estimată în condițiile unei creșteri a Produsului Intern Brut de 4,1% în cursul anului 2020 față de 2019 – conform prognozei Comisiei Naționale de Strategie și Prognoză (CNSP) - se înscrie în tendința din ce în ce mai accentuată de decuplare a evoluției cererii de energie electrică de creșterea economică, datorată atât ajustărilor structurale ale economiei naționale, cât și îmbunătățirii eficienței energetice în sectoarele utilizatorilor finali.

Valorile istorice ale consumului intern brut de energie electrică, înregistrate în perioada 2011-2019, sunt prezentate în tabelul 2.4.1.

Tabel 2.4.1. EVOLUȚIA NECESARULUI DE ENERGIE ELECTRICĂ ÎN PERIOADA 2011-2019 - GWh

	Apr	Mai	Iun	Iul	Aug	Sept
Consum intern brut 2011	4723	4715	4543	4735	4688	4664
Consum intern brut 2012	4605	4662	4526	4936	4733	4403
Consum intern brut 2013	4558	4267	4278	4482	4456	4221
Consum intern brut 2014	4594	4491	4312	4666	4508	4449
Consum intern brut 2015	4735	4518	4455	4959	4719	4575
Consum intern brut 2016	4570	4546	4563	4863	4576	4505
Consum intern brut 2017	4771	4737	4660	4914	4938	4676
Consum intern brut 2018	4677	4769	4830	4969	4993	4649
Consum intern brut 2019	4906	4903	4798	5000	4996	4691

Pentru sezonul de vară 2020 s-a considerat aceeași evoluție cvasiconstantă a consumului (cca. 0,3 % creștere față de aceeași perioadă din 2019).

Scenariul utilizat pentru evoluția necesarului de energie electrică în perioada aprilie – septembrie 2020 este prezentat în Tabelul 2.4.2, ce include evoluția lunară a consumului intern brut și valorile lunare maxime și minime de putere.

Tabel 2.4.2. EVOLUȚIA NECESARULUI DE ENERGIE ELECTRICĂ

ÎN VARA ANULUI 2020

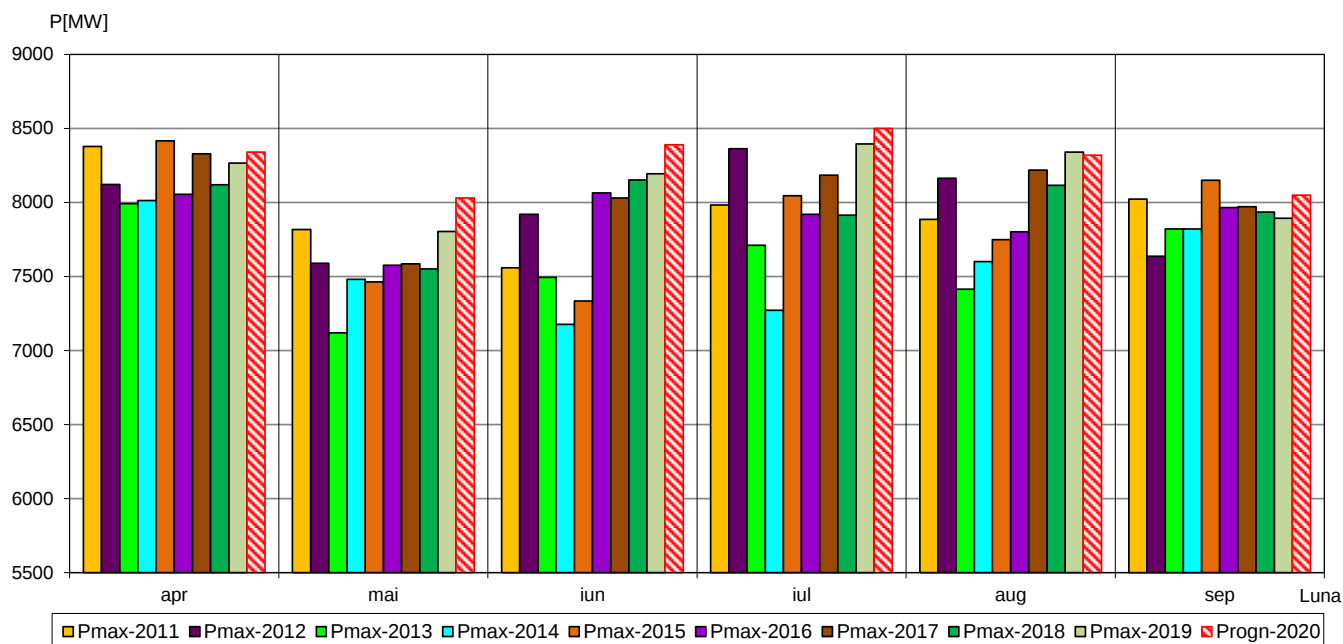
	UM	Apr	Mai	Iun	Iul	Aug	Sept
Consum intern brut 2020	GWh	4910	4913	4807	5008	5036	4708
Consum intern brut la gol	MW	4600	4950	4900	4970	4930	5000
Consum intern brut la vârf	MW	8340	8030	8390	8500	8320	8050

2.5. Consumul intern brut mediu lunar prognozat pentru vara 2020

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

Conform datelor DPA, valorile Pc max lunar prognozate pentru vara 2020 sunt:

Luna	Pmax-2011	Pmax-2012	Pmax-2013	Pmax-2014	Pmax-2015	Pmax-2016	Pmax-2017	Pmax-2018	Pmax-2019	Progn-2020
apr	8378	8122	7992	8014	8416	8054	8329	8120	8265	8340
mai	7818	7589	7119	7481	7463	7576	7586	7551	7804	8030
iun	7559	7919	7494	7176	7334	8065	8031	8152	8194	8390
iul	7983	8363	7711	7271	8046	7920	8184	7915	8395	8500
aug	7886	8164	7415	7601	7748	7802	8219	8116	8340	8320
sep	8023	7636	7821	7822	8150	7966	7972	7936	7893	8050



Pornind de la valorile consumului maxim prognozate și utilizând coeficienți de curba de sarcină s-au obținut valorile medii prognozate pentru palierele de vârf și de gol care urmează să fie analizate.

În acest studiu s-au considerat și s-au analizat 4 paliere de consum intern brut pentru care sunt elaborate 6 balante de producție considerând soldul corespunzător perioadei.

Tabelul 2.5.

Codif. balanta	Productie SEN (MW)	Consum SEN (MW)	Perioada din anul 2020	Schema retelei (anexa 1)	Palier de consum	Productie			Sold (MW)
						RES (MW)		CNE (MW)	
						CEE	CEF		
B1	9000	8000	aprilie	A	VS	maxim admisibil	0	1400	1000
B2	5700	4900	aprilie-mai	A	GS	maxim admisibil	0	1385	800
B3	7100	7600	mai-iunie	A	VS	0	0	700	-500
B4	9100	8100	iun-sep	B	VD	maxim admisibil	700	1340	1000
B5	6600	8100	iun-sep	B	VD	0	700	1340	-1500
B6	8700	8000	iun-sep	B	VD	1200	600	1400	700

În consumul prognozat sunt cuprinse si consumurile serviciilor proprii ale centralelor (între 353 MW si 440 MW, în functie de palierul de sarcina, de structura si valoarea productiei interne (tipul de combustibil) si de tipul de sold import/export) si pierderile de putere activa in retelele electrice: RET si RED.

2.6. Capacitati de productie

Situatia capacitatilor de productie din SEN la data de 1 ianuarie 2020 si care sunt estimate ca vor fi disponibile pentru vara 2020 conform datelor primite de la departamentul RAF, obtinute in baza informatiilor transmise de catre producatorii de energie electrica, este prezentata in tabelul 2.6. Aceasta evidenta s-a realizat luand in considerare doar grupurile care au licenta de exploatare comerciala.

Tabelul 2.6.
[MW]

01.01.2020	Pi licenta ANRE	Pneta	Rpp	Pd
TOTAL SEN	20696	18802	1104	19651
<i>Total carbune</i>	4787	4103	303	4510
din care C.E.Oltenia	3240	2892	110	3130
din care C.E.Hunedoara	1200	940	168	1057
<i>Total hidrocarburi</i>	3239	2672	366	2886
<i>Total apa</i>	6704	6313	339	6374
<i>Total Nucleara</i>	1413	1300	0	1413
<i>Total eoliana</i>	3024	2980	22	3008
<i>Total Solara</i>	1392	1308	69	1328
<i>Total biomasa si biogaz</i>	137	126	5	132
<i>Total Geotermala</i>	0.05	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. Variante de balanta

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

- programul anual de retrageri grupuri pentru anul 2020, atat pentru grupuri termoeenergetice, cat si pentru grupuri hidroenergetice;
- informatii primite de la ELCEN privind prognoza puterilor prioritare;
- informatii primite de la ROMGAZ;
- informatiile primite de la Operatorii de Distributie referitoare la consumatori (evolutie consum, puneri in functiune a unor statii noi in RED).

Tabelul 2.7

Balanta	Productie SEN (MW)	Consum SEN (MW)	Palier de consum	Productie RES			Productia în centrale mari (MW)				Sold (MW)
				eoliana (MW)	fotovolt. (MW)	biomasa (MW)	Termocentrale		CNE	Hidro	
							Carb	Hidrocar			
B1	9000	8000	VS	2790*	0	50	1385	592	1400	2783	1000
B2	5700	4900	GS	1150**	0	30	1030	423	1385	1682	800
B3	7100	7600	VS	0	0	30	1590	754	700	4026	-500
B4	9100	8100	VD	2793*	700	40	1623	749	1340	1855	1000
B5	6600	8100	VD	0	700	35	1764	1182	1340	1579	-1500
B6	8700	8000	VD	1200	600	35	2035	1175	1400	2255	700

unde:

*valoarea limita pentru respectarea criteriului N-1 (detalii la cap.3)

**valoarea limita pentru respectarea adecvantei balantei de puteri si a criteriului N-1

Balantele 1 si 2 sunt dedicate analizei comportamentului sistemului in luna aprilie 2019 la varf de sarcina cu termoficare, respectiv la gol de sarcina. In cazul balantei 1 s-a determinat puterea maxima care ar putea fi produsa in CEE in conditii de respectare a criteriului N-1 (detalii la capitolul 3). In cazul balantei 2 s-a determinat puterea maxima care ar putea fi produsa in CEE in conditii de asigurare a rezervelor pentru servicii de sistem (adecvanta sistemului), tinand cont de functionarea prioritara a termoficarii.

Balanta 3 prezinta o structura a productiei brute pentru acoperirea consumului la varful de seara in perioada 3 mai – 14 iunie 2020, cand se opreste unitatea 1 din CNE Cernavoda pentru mentenanta planificata, considerand 0 MW productie in CEE si un sold de import de 500 MW.

Balanta 4 sta la baza calculelor pentru determinarea puterii maxime care ar putea fi produsa in CEE in conditii de respectare a criteriului N-1 de siguranta a sistemului (detalii la capitolul 3). S-a considerat cazul unei productii (incluzand 700 MW furnizati de CEF) care acopera un sold de export de 1000 MW si un varf consum pentru ora 14 de 8100 MW.

Balanta 5 propune o varianta de structura a productiei brute pentru acoperirea consumului la varful de dimineata si a soldului prognozat considerandu-se o productie in CEF de 700 MW, CEE de 0 MW si sold de import de 1500 MW.

Balanta 6 este o varianta similara cu cea furnizata catre grupa de lucru ENTSO – E, NM&FT, avand o structura a productiei brute pentru acoperirea consumului de la ora 11:30 si a soldului prognozat, considerandu-se o productie in CEF de 600 MW, CEE de 1200 MW si sold de export de 700 MW. Este utilizata ca baza de pornire pentru calculul valorilor NTC negarantate.

În anexa 2.7.1 sunt prezentate productiile în centrale în cele 6 variante de balanta analizate la functionarea SEN în vara 2020. Anexele 2.7.2 si 2.7.3 contin structura pe resurse a productiei în SEN corespunzatoare balantelor, în valori absolute si în procente. Variantele de balanta considerate corespund posibilitatilor de functionare a SEN din punctul de vedere al puterii disponibile în SEN si al puterii produse pe tipuri de combustibil. Productiile centralelor propuse in anexe nu reprezinta o repartitie optima, fiind valori luate în considerare pentru analiza circulațiilor de puteri, calcule de stabilitate statică si tranzitorie, in scopul determinarii restrictiilor de rețea in schema completa si in scheme cu retrageri din exploatare.

2.8. Servicii tehnologice de sistem

confidential

3. REGIMURI STATIONARE DE FUNCTIONARE A SEN

Acest capitol are ca scop analiza regimurilor stationare de functionare a SEN in perioada 01.04. – 30.09.2020.

S-a considerat SEN functionand interconectat cu rețeaua europeana continentală sincronă incluzand sistemul electroenergetic al zonei de Vest a Ucrainei și sistemul electroenergetic al Turciei. Modelele rețelei externe pentru sezonul de vară 2020 au fost furnizate de către grupa de lucru NM & FT din cadrul ENTSO-E. S-au utilizat două modele ale rețelei externe, unul pentru regimurile de varf și unul pentru regimul de gol de noapte de sâmbătoare. Modelul pentru regimurile de varf a fost realizat pornind de la modelul comun de rețea sezonier prognozat în cadrul NM & FT, corespunzător zilei 15.07.2020, ora 10:30 CET). Cel pentru regimul de gol a fost realizat pornind de la modelul comun de rețea sezonier de primăvară corespunzător zilei 17.04.2019, ora 3:30 CET. Se menționează că modelele respective au fost prelucrate prin echivalarea rețelelor îndepărtate.

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

- LEA 400 kV Portile de Fier-Djerdap;
- LEA 400 kV Rosiori-Mukacevo;
- LEA 400 kV Tântăreni-Kozlodui (un circuit în funcțiune și unul în rezervă);
- LEA 400 kV Rahman-Dobruja;
- LEA 400 kV Stupina-Varna;
- LEA 400 kV Arad-Sandorfalva;
- LEA 400 kV Nadab-Bekescsaba.

Au fost analizate regimuri stationare de functionare pentru:

- scheme de calcul, cu retrageri din exploatare de lungă durată. Acestea vor fi considerate ca fiind **scheme cu N elemente în funcțiune**;

- variante de scheme cu echipamente (linii interne de 220 kV și 400 kV, linii de 400 kV din interconexiune sau unități de transformare) retrase din exploatare pe un interval mai scurt din perioada studiată (la nivelul zilelor sau săptămânilor). Acestea vor fi considerate ca fiind **scheme cu N-1 elemente în funcțiune**.

Pentru fundamentarea schemei normale de functionare adaptată condițiilor din perioada de studiu s-au urmărit:

- încadrarea tensiunilor și curenților în limitele admisibile în regimuri de durată, cu respectarea criteriului de siguranță (N-1);
- optimizarea ploturilor de functionare pentru unitățile de transformare, în scopul reducerii pierderilor în SEN;
- determinarea restricțiilor în functionare, respectiv a condițiilor de regim;
- debucularea rețelei de 110 kV în toate zonele în care aceasta este în paralel cu rețeaua de 220 kV și 400 kV și respectarea criteriilor de siguranță și calitate a energiei electrice;
- identificarea necesităților de utilizare a benzii secundare de reactiv;
- identificarea unor valori maxime posibile ale producției CEE, în anumite regimuri, în condiții de siguranță în functionare a SEN;
- determinarea congestiilor în zona București și în secțiunile caracteristice S4, S5 și S6;
- determinarea capacităților nete de schimb maxime negarantate.

3.1. Scheme de calcul

Retragerile de lungă durată din exploatare pentru lucrări de rețehnologizare (RTh) sunt cele cuprinse în Programul anual de retrageri echipamente PAR 2020 (anexa 3.1). Se ține cont și de indisponibilități, puneri în funcțiune, decalări/ devansări de lucrări, în măsura în care informațiile sunt disponibile.

Echipamentele din RET retrase din exploatare sau indisponibile și cele puse în funcțiune în schema de calcul sunt prezentate în continuare. S-au considerat 2 scheme de calcul pentru perioada analizată: schema A și schema B. Se va menționa doar cazul în care retragerea din exploatare/ punerea în funcțiune/ functionarea buclată sau debuculată corespunde unei anumite scheme de calcul. Dacă nu este menționat acest lucru, situația corespunde ambelor scheme (schema A+B).

DET 1:

- **RTh Dumbrava:**

Este realizata LEA 220 kV Gutinas-Stejaru-derivatie AT1 Dumbrava provizorat, cu injectie in statia 220 kV Dumbrava, prin AT1 220/110 kV;

- RTh **Stejaru** este finalizata: AT 220/110 kV Stejaru in functiune, CT 110 kV Stejaru deconectata;
- RTh **Munteni**

Este realizata LEA 220 kV Gutinas-FAI provizorat, fara injectie prin AT 220/110 kV Munteni (schema A+B). Se aplica conditionare de regim, conectarea celui de-al doilea AT 220/110 kV FAI;

- **RTh Smardan:**

LEA 400 kV Smardan-Isaccea c1 este in functiune pe fosta celula CTv 400 kV (schema A+B). Consecinta este ca va fi o singura bara 400 kV in statia Smardan.

LEA 400 kV Smardan-Isaccea c2 este considerata retrasa din exploatare (schema A+B);

T1 400/110 kV Smardan este retras din exploatare in **schema A** (se aplica conditionari de regim: conectare LEA 110 kV Smardan-Brailita, LEA 110 kV Abator-Brailita, LEA 110 kV Liesti-Maxineni) si in functiune pe celula CTf 400 kV, in **schema B**.

T2 400/110 kV Smardan este in functiune pe celula BC 400 kV (schema A+B);

Se mentioneaza ca in perioada de valabilitate a schemei **A**, in situatiile cu productie in CEE foarte redusa, se conecteaza si AT 400/220 kV Lacu Sarat aflat in rezerva.

- **LEA 110 kV Cudalbi-Tecuci** s-a pus in functiune.
- LEA 110 kV Razboieni-Roman Nord, LEA 110 kV Vatra-Targu Frumos si LEA 110 kV Barlad-Glavanesti se mentin in functiune.

DET 2:

- Statia 110 kV **Baltagesti**, intrare-iesire in LEA 110 kV Gura Ialomitei-Basarabi este echipata cu TC-uri cu $I_n=800$ A. S-a considerat in cadrul analizelor $I_{adm\ 30^\circ C}=485$ 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 (185 mm^2), desi de la stalpul nr. 1 din statia Gura Ialomitei pana in statia Baltagesti, conductorul activ are sectiune superioara ;

- **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 400/110 kV printr-un cablu de 400 kV; se considera ca RTh Medgidia Sud nu se finalizeaza in cursul perioadei analizate;

- Zona statiilor **Bucuresti Nord, Bucuresti Centru, Pajura**

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

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

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

cupla 110 kV Bucuresti Nord deconectata.

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

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

bara B LES 110 kV Bucuresti Sud in functiune;

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

- Sunt luate in considerare consumurile estimate ale statiilor 110 kV Metrou Parc Drumul Taberei si Metrou Academia Militara;

- Bobina de compensare noua din statia **Bucuresti Sud** 400 kV este in functiune;
- Bobinele de compensare din statia **Domnesti** 110 kV nu sunt considerate in functiune;
- Se functioneaza cu:

- LEA 110 kV Basarabi-Baltagesti, LEA 110 kV Ramnicu Sarat-Costieni, LEA 110 kV Valea Calugareasca-Urziceni, LEA 110 kV Pogoanele-Jugureanu deconectate; in regimurile cu productie ridicata in CEE, se realizeaza buclari ale unor echipamente;

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

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

- LEA 110 kV Stejaru-Mihai Viteazu, deconectata.

DET 3:

- LEA 110 kV Arges Sud-Jiblea, Valea Danului-Cornetu cu derivatie Gura Lotrului se mentin in functiune;

- RTh **Craiova Nord** continua:

Este realizata LEA 220 kV Isalnita-Sardanesti provizorat prin realizarea unui sunt intre LEA 220 kV Sardanesti-Craiova Nord si LEA 220 kV Craiova Nord-Isalnita, c1. Se mentioneaza ca LEA 220 kV Craiova Nord-Isalnita, c2 este in functiune in Craiova Nord printr-o celula mobila. Celula 220 kV si AT 1 – 200 MVA, 220/110 kV, celula AT 2 220/110 kV retrase din exploatare si AT 2 220/110 kV in functiune pe CTf 220 kV;

- Bobina de compensare din semistatia A Tantareni a fost relocata in statia **Sibiu Sud** 400 kV;
- Bobina de compensare din statia **Brad** nu este considerata disponibila.

DET 4:

- CT 110 kV **Vascau** si bucla LEA **110 kV Salonta-Ch. Cris** sunt in functiune; LEA 110 kV Beius si Brad in functiune pe B1-110 kV; LEA 110 kV Sudrigiu si Virfurile in functiune pe B2–110 kV;

- Nu este inca finalizata si data in exploatare **LEA 400 kV Nadab-Oradea Sud**;

- Consumatorul **Cuptoare** (Otelu Rosu) alimentat din statia 110 kV Iaz este oprit;

- Consumatorii **Otelarie Resita** (alimentat din statia 220 kV Resita) si **Otelarie Hunedoara** (alimentat din statia 220 kV Pestis) in functiune;

- RTh **Hasdat**

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

Este realizata LEA 220 kV Mintia-Retezat provizorat;

Este realizata LEA 220 kV Baru Mare-Pestis-derivatie Otelarie Hunedoara provizorat; se intentioneaza asigurarea posibilitatii alimentarii Otelariei Hunedoara si din statia Baru Mare

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

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

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

- RTh **Resita**

LEA 220 kV Resita-laz, c2 este dezlegata in statia Resita. Celula 220 kV AT2 220/110 kV Resita retras definitiv din exploatare functioneaza ca CT 400 kV provizorat;

- RTh **Iaz**

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

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

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

- Bobina de compensare noua din statia **Arad** 400 kV este disponibila.

DET 5:

- Se considera AT1 220/110 kV **Alba Iulia** retras din exploatare (**schema A**) in vederea inlocuirii. Se aplica conditionari de regim: CT 110 kV Alba Iulia se conecteaza, zona 110 kV **Campia Turzii** va functiona buclat cu zona 110 kV Alba Iulia, prin conectarea CL 110 kV Ocna Mures si a LEA 110 kV Campia Turzii-Aiud–derivatie IMA. Se mentine in statia **Cluj Floresti** o singura unitate de transformare in functiune si CT 110 kV conectata;

- RTh **Ungheni**

Se considera retras AT1 220/110 kV Ungheni, in vederea inlocuirii;

- RTh **Vetis**

Retragera AT 220/110 kV Vetis se analizeaza la capitolul de regimuri cu un echipament retras din exploatare

- Bobina de compensare din semistatia A Tantareni a fost relocata in statia **Sibiu Sud** 400 kV.

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

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

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

3.2. Variante de regimuri analizate

S-au stabilit 7 regimuri de functionare a SEN, regimuri care au in vedere balantele de putere determinate in capitolul 2. Variantele de regim analizate sunt prezentate in tabelul 3.1.

Tabel 3.1

Regim	Tip palier	Palier consum [MW]	Prod. in CEE [MW]	Prod. in CEF [MW]	Prod. in CECC Petrom Brazi [MW]	Prod. in CNE [MW]	Sold export [MW]
R1	VS aprilie	8000	confidential				1000
R2	Gs	4900					800
R3	VS mai	7600					-500
R4*)	VDV iunie-sept	8100					1000
R5	VDV iunie-sept	8100					-1500
R6	VDV NM&FT	8000					700
R7	VDV iunie-sept	8100					-1000

*) R4 este regim de baza.

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

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

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

3.3. Analiza regimurilor de functionare

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

3.3.1. Prezentarea CEE modelate

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

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

- **zona Tulcea;**

- **zona Constanta+Medgidia**

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

LEA 110 kV Mircea Voda-Medgidia Sud;

LEA 110 kV Medgidia 1-Medgidia Sud;

LEA 110 kV Medgidia Nord-Constanta Nord;

LEA 110 kV Nazarcea-Constanta Nord;

LEA 110 kV Harsova-Topolog cu derivatie Cismeaua Noua.

- **zona statiei 400/110 kV Tariverde;**

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

Zona Dobrogea este delimitata de:

LEA 400 kV Tulcea Vest-Isaccea;

LEA 400 kV Constanta Nord-Cernavoda;

LEA 400 kV Medgidia Sud-Cernavoda;

LEA 110kV Basarabi-Baltagesti

- **zona statiilor 400/110 kV Stupina si Rahman;**

- **zona Baltagesti, G.Ialomitei;**

- **zona 110 kV L.Sarat, Smardan;**

- **zona sectiunii S6:**

zona Dobrogea;

zona 110 kV L. Sarat-Smardan;

zona Stupina-Rahman ;

zona Baltagesti-G. Ialomitei;

- **zona Moldova** (inclusiv zona Buzau);

- **zona Banat.**

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

Tabel 3.2

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

Se mentioneaza ca nu au fost modelate CEE nedispecerizabile, cuantumul productiei nete disponibile a acestora, la nivelul 01.01.2020 fiind cca. 70 MW din cca. 2980 MW, total CEE dispecerizabile si nedispecerizabile.

3.3.2. Prezentarea CEF modelate

Modelarea CEF dispecerizabile s-a facut la 110 kV pentru calculele de regim permanent. In tabelul 3.3 se prezinta CEF modelate, DET-ul in care se afla, statia in care a fost modelata ca fiind racordata CEF respectiva si puterea disponibila neta la 01.01.2020. S-a considerat banda de variatie a puterii reactive corespunzand respectarii cerintei privind $\cos \varphi$ in punctul comun de conectare, anume: $-0.9 < \cos \varphi < 0.9$ pentru CEF care debiteaza la 110 kV si schimb de reactiv 0 cu reseaua pentru cele care debiteaza in reseaua de MT. S-au considerat CEF in functiune in regimul R4, palier de varf de consum de dimineata iarna, la valoarea de productie de cca. 700 MW.

Tabel 3.3

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

3.3.3. Analiza regimurilor de functionare in schema N

Analiza regimurilor de functionare in schema N are ca scop:

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

In continuare sunt prezentate rezultatele analizelor dupa cum urmeaza:

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

A. Circulatii de putere

Regimul R4, ca regim de baza, este definit de topologia prezentata in paragraful 3.1, balanta 4, palier de consum VDV, sold de export 1000 MW, banda primara de variatie a puterii reactive pentru generatoarele modelate la borne, productie CEE cca. **confidential**, productie CEF **confidential**. Modul de stabilire a productiei maxim admisibile este prezentat la capitolul D, Regim R4.

LEA 400 kV cele mai incarcate in regimul R4 sunt prezentate in ordine descrescatoare in tabelul urmator.

	Denumire linie / sens circulatie P			Circulatie
	Din		Catre	P[MW]
L 400 kV	TULCEA VEST	-	ISACCEA	897
L 400 kV	SMIRDAN	-	GUTINAS	680
L 400 kV	CERNAVODA	-	PELICANU	615
L 400 kV	GURA IALOMITEI	-	BUCURESTI SUD	585
L 400 kV	PELICANU	-	BUCURESTI SUD	484
L 400 kV	TARIVERDE	-	TULCEA VEST	479
L 400 kV	SIBIU SUD	-	IERNUT	473
L 400 kV	ISACCEA	-	SMARDAN c1	470
L 400 kV	CERNAVODA	-	GURA IALOMITEI c2	447
L 400 kV	CERNAVODA	-	GURA IALOMITEI c1	431
L 400 kV	BUCURESTI SUD	-	DOMNESTI	429
L 400 kV	STUPINA	-	VARNA	424
L 400 kV	RAHMAN	-	DOBRUDJA	383
L 400 kV	URECHESTI	-	TANTARENI	382
L 400 kV	GURA IALOMITEI	-	LACU SARAT	356
L 400 kV	TANTARENI	-	SIBIU SUD	355
L 400 kV	LACU SARAT	-	SMARDAN	347
L 400 kV	BRAZI	-	DARSTE	302
L 400 kV	TANTARENI	-	BRADU	290
L 400 kV	GUTINAS	-	BACAU SUD	272
L 400 kV	DOMNESTI	-	BRAZI	252
L 400 kV	PORTILE DE FIER	-	DJERDAP	251

	Denumire linie / sens circulatie P			Circulatie
	Din		Catre	P[MW]
L 400 kV	BACAU SUD	-	ROMAN NORD	240
L 400 kV	IERNUT	-	GADALIN	232
L 400 kV	BRASOV	-	SIBIU SUD	228
L 400 kV	DARSTE	-	BRASOV	202
L 400 kV	CONSTANTA	-	CERNAVODA	177
L 400 kV	GUTINAS	-	BRASOV	173
L 400 kV	MINTIA	-	ARAD	162
L 400 kV	ROMAN NORD	-	SUCEAVA	142
L 400 kV	ISACCEA	-	STUPINA	140
L 400 kV	SIBIU SUD	-	MINTIA	134
L 400 kV	URECHESTI	-	DOMNESTI	136
L 400 kV	PORTILE DE FIER	-	SLATINA	124
L 400 kV	MEDGIDIA	-	CERNAVODA	122
L 400 kV	GADALIN	-	ROSIORI	122
L 400 kV	ARAD	-	NADAB	119
L 400 kV	NADAB	-	BEKESCSABA	118

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

LEA 220 kV cele mai incarcate in regimul R4 sunt prezentate in ordine descrescatoare in tabelul urmator.

	Denumire linie / sens circulatie P			Circulatie
	Din		Catre	P[MW]
L 220 kV	BUCURESTI SUD	-	FUNDENI C2	196
L 220 kV	BUCURESTI SUD	-	FUNDENI C1	196
L 220 kV	URECHESTI	-	TARGU JIU	182
L 220 kV	PORTILE DE FIER	-	RESITA c1	181
L 220 kV	PORTILE DE FIER	-	RESITA c2	181
L 220 kV	TARGU JIU	-	PAROSEN	181
L 220 kV	RESITA	-	TIMISOARA c1	159
L 220 kV	RESITA	-	TIMISOARA c2	159
L 220 kV provizorat	GUTINAS	-	STEJARU (derivatie AT1 Dumbrava)	156
L 220 kV	PAROSEN	-	BARU MARE	156
L 220 kV	FILESTI		BARBOSI	151
L 220 kV	BARU MARE	-	PESTIS	145
L 220 kV	LACU SARAT	-	FILESTI	121
L 220 kV	DUMBRAVA	-	STEJARU	120
L 220 kV	ISALNITA	-	CRAIOVA c2	116
L 220 kV	BARBOSI	-	FOCSANI VEST	114
L 220 kV	STEJARU	-	GHEORGHENI	98

Denumire linie / sens circulatie P		Circulatie	
Din		Catre	P[MW]
L 220 kV	FOCSANI VEST	- GUTINAS	94
L 220 kV	CRAIOVA Nord	- SLATINA	92
L 220 kV	MINTIA	- ALBA IULIA	92

În cazul primelor 12 dintre aceste linii de 220 kV se *depaseste puterea naturala* (de cca. 150 MW). Se mentioneaza ca au fost excluse din aceasta ordonare liniile de evacuare din centrale.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

In ceea ce priveste compensarea puterii reactive, utilizand grupurile din CEE, se mentioneaza ca banda de putere reactiva a tuturor centralelor eoliene a fost considerata cea aferenta domeniului $-0.95 < \cos\varphi < 0.95$ in punctul comun de conectare la retea, domeniu in care CEE trebuie sa se incadreze, aceasta fiind cerinta impusa prin normele tehnice in vigoare. Ipoteza privind $\cos\varphi$ pentru CEF este: $-0.9 < \cos\varphi < 0.9$ la CEF care debiteaza in reseaua de 110kV. CEF care debiteaza in reseaua de MT sunt considerate fara schimb de reactiv cu reseaua SEN.

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

Reglarea nivelului de tensiune ridica probleme la regimul de gol R2 si la cele de varf cu productie 0 in CEE (R3, R5).

Regimul de gol R2

Regimul R2 este un regim de gol de noapte mediu pentru o zi de sarbatoare 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 si RED atat in schema completa cat si la verificarea criteriului N-1, in comparatie cu regimul R4 (considerand mijloacele de reglare a nivelului de tensiune ca in regimul R4).

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 de sistem;
- comportarea la palierul de GNs a centralelor eoliene este in general in domeniul capacitiv, absorbind putere reactiva din reseaua electrica din zona Dobrogea;

- s-au considerat conectate toate bobinele de compensare disponibile din SEN, prezentate in anexa **confidential**.
- CHE Lotru **confidential**, CHE Vidraru **confidential**.
- a fost necesara deconectarea unei linii descarcate LEA 400 kV Urechesi – Domnesti.
- 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.

Regimul de varf R3 este un regim de varf de seara in zi lucratoare corespunzator lunii mai, cand se retrage din exploatare Unitatea 1 la CNE Cernavoda. Productia in CEE 0 MW, iar importul este de 500 MW. In regimul R3 CHE Lotru **confidential**, CHE Vidraru **confidential**.

Regimul R3 este caracterizat prin depasiri ale nivelului de tensiune in zonele de retea din Moldova si Dobrogea in regimul cu N elemente in functiune. Pentru mentinerea tensiunilor in limitele admisibile au fost necesare masuri de comutare a ploturilor unitatilor de transformare fata de regimul R4 si de conectare a unor bobine de compensare. Setul de bobine in functiune la R3 este prezentat in anexa **confidential**.

Regimul de varf R5 este un regim de varf de dimineata maxim corespunzator lunilor iunie-septembrie cu productia in CEE 0 MW si import de 1500 MW. In regimul R5 CHE Lotru **confidential**, CHE Vidraru **confidential**.

Regimul R5 este caracterizat prin depasiri de tensiune in Moldova si Dobrogea in regimul N fara declansari. Pentru mentinerea tensiunilor in limitele admisibile a fost necesara conectarea suplimentara fata de regimul de baza R4 a ambelor bobine de compensare din statia Isaccea 400 kV. Setul de bobine in functiune la R5 este prezentat in anexa **confidential**.

De asemenea, pentru mentinerea tensiunilor in limitele admisibile a fost necesara modificarea tensiunii impuse la bornele unor generatoare (cu urmarirea mentinerii lor pe cat posibil in domeniul inductiv), comutarea ploturilor unitatilor de transformare din SEN fata de regimul R4, in special in zonele sectiunilor S5 si S6.

Stabilirea benzilor de tensiune din nodurile de control ale RET

Valorile minime ale benzilor de tensiune din nodurile de control ale RET (care nu sunt in interiorul sectiunilor caracteristice S3, S4, S5) s-au stabilit pentru regimul de functionare de varf (R3) in urma unor analize de verificare a criteriului N-1, cu scaderea iterativa a tensiunilor impuse la bornele generatoarelor, astfel incat regimurile obtinute sa nu aiba tensiuni mai mici decat 380 kV, 198 kV si 99 kV in RET si RED. Pentru statiile de 400 si 220 kV care se afla in interiorul sectiunilor deficitare S3, S4, S5 sau la interfata lor, criteriul N-1 s-a aplicat pentru schema N, la balante de puteri corespunzand nivelului puterilor admisibile calculate la capitolul de stabilitate statica.

Valorile maxime s-au identificat pe baza tensiunilor din regimul corespunzator palierului de gol. Benzile de tensiune in nodurile de control ale RET sunt prezentate in anexa 3.7.

C. Consumul propriu tehnologic

confidential

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

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

- vor fi incluse in propunerea de schema normala de functionare pentru vara 2020;
- sau
- se vor aplica ca abatere de la schema normala.

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

DET 1:

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

DET 2:

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

DET 3:

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

DET 4:

AT1 220/110 kV Pestis, AT2 220/110 kV Mintia, AT4 400/220 kV Mintia, AT1 220/110 kV Iaz, T1 400/110 kV Oradea Sud

DET 5:

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

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

Tabel 3.7

Mentinere in rezerva	DET	Masura de regim privitoare la alte unitati de transformare in functiune
AT4 – 220/110 kV Gutinas	1	AT2 – 220/110 kV Borzesti si AT3 220/110 kV Gutinas in functiune
AT2 220/110 kV FAI	1	AT1 220/110 kV FAI si AT 220/110 kV Munteni in functiune
AT3 400/220 kV Lacu Sarat	1	in luna para; in luna impara este in rezerva AT4 400/220 kV Lacu Sarat
AT1 220/110 kV si AT3 220/110 kV Tr. Magurele	2	AT2 220/110 kV Turnu Magurele, AT2 220/110 kV Ghizdaru in functiune
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 in functiune
AT2 220/110 kV Isalnita	3	AT1 220/110 kV Isalnita, AT 220/110 kV Urechesi, AT 220/110 kV Sardanesti si AT2 220/110 kV Craiova Nord in functiune
AT1 220/110 kV Craiova Nord retras din exploatare pentru Rth Craiova Nord	3	AT2 220/110 kV Craiova Nord, AT 220/110 kV Urechesi, AT 220/110 kV Sardanesti si AT1 220/110 kV Isalnita in functiune
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 Urechesi in functiune
AT1 220/110 kV Gradiste	3	AT2 220/110 kV Gradiste, T 400/110 kV Draganesti Olt 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
AT1 – 220/110 kV Iaz	4	AT1 220/110 kV Resita si AT2 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 Cluj Floresti	5	AT1 220/110 kV Cluj Floresti si AT 220/110 kV Campia Turzii in functiune
AT1 220/110 kV Gheorghieni	5	AT2 220/110 kV Gheorghieni in functiune
AT1 220/110 kV Ungheni retras din exploatare pentru Rth Ungheni	5	AT2 220/110 kV Ungheni in functiune

Se mentioneaza ca in sezonul analizat avem urmatoarele situatii privind unele unitati de transformare:

- incepand cu luna mai AT 220/110 kV Munteni va fi retras din exploatare, iar AT1 si AT2 220/110 kV FAI vor fi in functiune;
- AT2 220/110 kV Dumbrava este retras din exploatare pentru RTh Dumbrava conform PAR 2020;

- AT1 220/110 kV Brazi Vest, AT2 220/110 kV Brazi Vest, AT 220/110 kV Teleajan si AT 220/110 kV Stalpu sunt in functiune;
- T1 400/110 kV Smardan este considerat retras din exploatare in schema A si in functiune in schema B
- T1 400/110 kV Medgidia Sud este retras pentru RTh Medgidia Sud;
- AT1, AT2 220/110 kV Bradu si AT3, AT4 400/220 kV Bradu in functiune;
- AT2 220/110 kV Turnu Severin Est este pus in functiune; se functioneaza cu ambele AT-uri;
- AT1 220/110 kV Hasdat este retras din exploatare pentru RTh; AT2 220/110 kV este retras definitiv din exploatare;
- T4 400/110 kV Draganesti Olt este disponibil;
- AT1 220/110 kV Craiova Nord este retras din exploatare pentru RTh Craiova Nord; AT2 220/110 kV Craiova Nord este in functiune prin CTf 220 kV;
- AT1 220/110 kV Alba Iulia este considerat retras din exploatare in schema de calcul A; ambele unitati de transformare sunt in functiune in schema de calcul B si CT 110 kV Alba Iulia in rezerva ;
- AT1 220/110 kV Ungheni este retras din exploatare pentru RTh Ungheni;

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

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

Bara 2 Solex: LEA 110 kV Fundeni bara B;

- Bobina de compensare 110 kV din statia Fundeni este disponibila si in functiune la unele regimuri la bara B 110 kV, CL 110 kV si CL 220 kV Fundeni sunt conectate.

- La declansarea AT1, respectiv AT2 220/110 kV Fundeni, consumatorii statiilor racordate la bara 110 kV A, respectiv bara 110 kV B a statiei Fundeni raman alimentati.

In toate regimurile CLT 110 kV Progresu este conectata.

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

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

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

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

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.

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

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

In toate regimurile, schema in statia Tariverde este urmatoarea:

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

pentru a evita incarcarea CT 110 kV Tariverde peste limita admisibila data de TC (cu $I_{TC}=800A$), la declansarea unei unitati de transformare 400/110 kV Tariverde, CEE Fantanele Est + Vest si Cogeaalac

vor debita puterea totala astfel: productia sa fie de maxim confidential pe B2 110 kV Tariverde, astfel incat sa se previna incarcarea cuplei 110 kV peste $I_{adm}=120\%*I_{TC}$, unde $I_{TC}=800$ A, la declansarea acestei singure unitati de transformare. Daca productia este mai mare decat acest prag, atunci postavarie, dupa declansarea unitatii de transformare, aceasta se limiteaza la confidential.

In toate regimurile se functioneaza cu CL 110 kV Sibiu Sud conectata, deoarece exista un singur transformator 400/110 kV in statia Sibiu Sud. Cel de-al doilea T 400/110 kV Sibiu Sud urmeaza sa fie pus in functiune, dar nu este considerat in prezentul studiu;

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

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

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

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

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

Regim R1

D1 Regimul R1 este un regim de varf de seara in zi lucratoare corespunzator lunii aprilie. Palierul de consum este de 8000 MW in conditiile unui sold de export de 1000 MW, iar schema de calcul este schema A. Productia CEF este de 0 MW, iar productia CEE este de **confidential** MW.

D2 Pentru schema cu N elemente in functiune:

- se limiteaza **confidential**, pentru respectarea curentului maxim admisibil pe LEA 110 kV Gura Ialomitei-Baltagesti;
- se limiteaza **confidential**, pentru respectarea curentului maxim admisibil pe LEA 110 kV Topolog-Tulcea Vest;

D3 Verificarea criteriului (N-1) in RED pe schema cu N elemente in functiune, impune limitare suplimentara preventiva a productiei CEE din zona Harsova-Medgidia.

- Contingenta critica este declansarea LEA 110 kV Mircea Voda-Medgidia Sud, care incarca 110 kV Medgidia Nord-Mircea Voda Nord si LEA 110 kV Medgidia Nord-Medgidia 1. Este necesara limitarea productiei CEE din zona Harsova-Medgidia **confidential**.

D4 Verificarea criteriului (N-1) in RET pe schema cu N elemente in functiune, conduce la incarcarea LEA 220 kV Barbosi-Filesti la cca. 825 A (103% supraincarcare) daca declanseaza LEA 400 kV Gutinas-Smardan. Se mentioneaza ca circulatia pe LEA 400 kV Gutinas-Smardan este de cca. 980 A.

Pentru respectarea criteriului N-1 se aplica urmatoarele masuri:

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

In urma aplicarii acestor masuri, declansarea LEA 400 kV Gutinas-Smardan determina incarcarea LEA 220 kV Barbosi-Filesti la cca. 670 A ($I_{adm30^{\circ}C} = 800$ A).

D5 In regimul R1 se adopta masuri postavarie la declansarea AT3 (AT4) 400/220 kV Bucuresti Sud si la declansarea LEA 400 kV Gutinas-Smardan.

Declansare	Depasire pe:	Valoare depasir e	Masuri postavarie
AT3 (AT4) 400/220 kV Bucuresti Sud	AT4 (AT3) 400/220 kV Bucuresti Sud	110% S n	- se verifica ca sunt conectate/ se conecteaza LEA 110 kV Pogoanele-Jugurean, LEA 110 kV Valea Calugareasca-Urziceni; - se conecteaza LEA 110 kV Ramnicu Sarat-Costieni.
LEA 400 kV Gutinas- Smardan	AT 400/220 kV Lacu Sarat aflat in functiune	114% S n	- se conecteaza AT 400/220 kV Lacul Sarat aflat in rezerva.

D6 In regimul R1 deficitele zonelor din Bucuresti sunt:

Zona	Sud	Vest	Fundeni
Deficit [MW]	confidential	confidential	confidential

D7 In regimul R1 excedentele, respectiv deficitele din zonele Dobrogea, Moldova si Ardeal sunt:

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

Regim R2

D1 Regimul R2 este un regim de gol de noapte mediu pentru o zi de sarbatoare corespunzator lunii mai, din punct de vedere al palierului de consum si acoperirii acestuia, dar este asimilat intregului sezon de vara 2020. Palierul de consum este 4900 MW, in conditiile unui sold de export de 800 MW. Productia in CEF este de 0 MW, iar productia CEE este de 1145 MW. Schema de calcul corespunzatoare regimului R2 este schema A.

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

- conectarea tuturor bobinelor de compensare disponibile din SEN; se mentioneaza ca, in afara de bobinele de compensare disponibile in sezonul de iarna 2019-2020, au fost considerate disponibile si in functiune noile bobinele de compensare din Bucuresti Sud, Arad, precum si relocarea celei din semistatia A Tantareni 400 kV in statia Sibiu Sud; nu s-au considerat disponibile bobinele de compensare din Domnesti 110 kV;
- reglarea tensiunilor la bornele generatoarelor, cu urmarirea mentinerii in domeniul inductiv a generatoarelor, altele decat cele hidroenergetice;
- grupurile considerate in CHE Vidraru **confidential**
- modificarea ploturilor de functionare ale unitatilor de transformare de sistem.

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

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

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

D5 In regimul R2 deficitele zonelor din Bucuresti sunt:

Zona	Sud	Vest	Fundeni
Deficit [MW]	confidential	confidential	confidential

D6 In regimul R2 excedentele/ deficitele sectiunilor din zonele Dobrogea, Moldova si Ardeal sunt:

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

Regim R3

D1 Regimul R3 este un regim de varf de seara in zi lucratoare corespunzator lunii mai, cand se retrage din exploatare Unitatea 1 la CNE Cernavoda. Palierul de consum este de 7600 MW in conditiile unui sold de import de 500 MW. Productia CEE si CFE este considerata la 0 MW.

In lipsa resurselor regenerabile, dar si in lipsa Unitatii 1 de la CNE Cernavoda, palierul de consum a fost acoperit printr-un nivel ridicat de productie, **confidential**.

D2 Regimul R3 este caracterizat prin depasiri ale nivelului de tensiune in zonele de retea din Moldova si Dobrogea in regimul cu N elemente in functiune. Pentru mentinerea tensiunilor in limitele admisibile au fost necesare masuri de comutare a ploturilor unitatilor de transformare si de conectare a unor bobine de compensare. Setul de bobine in functiune la R3 este prezentat in anexa **confidential**.

D3 In regimul R3 productia pe CHE de pe amenajarea hidroenergetica Olt este considerata **confidential**, iar productia in CHE Portile de Fier I este **confidential**.

La verificarea criteriului (N-1) in RET se constata ca:

- la declansarea LEA 220 kV Bradu-Stuparei se incarca LEA 110 kV Arges Sud-Jiblea (185 mm²) la cca. 102% $I_{adm30^{\circ}C}$. Pentru respectarea criteriului (N-1) este necesara conectarea LEA 110 kV Poiana Lacului-Cazanesti;

- la declansarea AT1(2) 500 MVA 400/220 kV din Portile de Fier se incarca AT2(1) 500 MVA 400/220 kV din Portile de Fier la cca. 111% S_n . Pentru respectarea criteriului (N-1) se vor lua măsuri post avarie de reducere a suprasarcinii.

- la declansarea AT 400/220 kV Lacu Sarat aflat in functiune se obtin tensiuni mai mici decat limita admisibila RED 110 kV din zona. Pentru respectarea criteriului (N-1) este necesara conectarea AT 400/220 kV Lacu Sarat aflat in rezerva.

D5 In regimul R3 deficitele zonelor din Bucuresti sunt:

Zona	Sud	Vest	Fundeni
Deficit [MW]	confidential	confidential	confidential

D6 In regimul R3 deficitele zonelor din Dobrogea, Moldova si Ardeal sunt:

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

Regim R4

D1 Regimul R4 este un regim de varf dimineata vara zi lucru, corespunzator lunilor iulie-septembrie 2020. Palierul de consum este de 8100 MW, in conditiile unui sold de export de 1000 MW. Productia in CEE este de 700 MW. Productia CEE se determina pornind de la valoarea maxima $P_{net}=2906$ MW, astfel incat sa fie respectat criteriul N-1 (considerand curentii maximi admisibili in regim de durata corespunzatori temperaturii mediului ambiant de **30°C**).

D2 In regimul R4 s-a deteminat puterea maxima ce se poate evacua din CEE din SEN, in conditiile mentionate anterior, fata de puterea instalata a CEE din SEN, de 2906 MW (vezi tabelele 3.2 si 3.3, care reprezinta CEE dispecerizabile modelate).

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

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

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

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

Zone MW	Dobrogea 110 kV			L.Sarat, Smardan 110 kV	Tariverde	Stupina, Rahman	Baltagesti G.lalomitei (include CEE Pantelimon)	Moldova Banat	SEN
	1087								
	CEE Pestera, Chirnogeni, Cobadin, Pecineaga 2, Mihai Viteazu (1 si 2)	Harsova- Medgidia	Tulcea						
P _{inst.CEE} (disp.net)	295	311	481	146	585	590	250	248	2906

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

Pentru schema cu N elemente in functiune:

- se limiteaza **confidential**, pentru reducerea curentului pe LEA 110 kV Gura Ialomitei-Baltagesti, de la cca. 575 A la 480 A **confidential**
- se limiteaza **confidential**, pentru reducerea curentului pe LEA 110 kV Topolog-Tulcea Vest, de la cca. 533 A la 485 A (**confidential**);

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

Dupa considerarea acestor limitari, la verificarea criteriului N-1 in RET pe schema cu N elemente in functiune, fara aplicarea de masuri topologice, se constata incarcarea:

- LEA 220 kV Barbosi – Filesti la declansarea LEA 400 kV Gutinas – Smardan;
- LEA 110 kV Slobozia Sud – Dragos Voda (490A) la declansarea LEA 400 kV Bucuresti Sud – Pelicanu;
- LEA 220 kV Bucuresti Sud – Fundeni c1(c2) (960A) la declansarea LEA 220 kV Bucuresti Sud – Fundeni c2(c1);
- AT3 (AT4) 400/220 kV Bucuresti Sud (cca. 115% S_n) la declansarea AT4 (AT3) 400/220 kV Bucuresti Sud;

- AT3 si AT4 400/220 kV Bucuresti Sud (102% S_n) la declansarea LEA 400 kV Domnesti-Bucuresti Sud;

- AT3 400/220 kV Brazi Vest (105% S_n) la declansarea LEA 400 kV Darste-Brazi Vest;

- LEA 110 kV Gura Ialomitei – Baltagesti (510A) la declansarea LEA 400 kV Isaccea – Tulcea Vest.

Pentru respectarea criteriului N-1 se aplica urmatoarele masuri:

- conectarea LEA 110 kV Pogoanele-Jugureanu si LEA 110 kV Valea Calugareasca-Urziceni. In urma analizelor efectuate nu au rezultat ca fiind necesare conectarea CT 110 kV Liesti si a LEA 110 kV Liesti-Maxineni.

- reducerea productiei de la cca. 2906 MW la **confidential** este identificata ca fiind cea mai mica posibila in conditiile schemei de calcul si in ipoteza de palier de consum (8100 MW) si sold (export 1000 MW) considerata.

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

	Vara 2016	Iarna 2016-2017	Vara 2017	Iarna 2017-2018	Vara 2018	Iarna 2018-2019	Vara 2019	Iarna 2019-2020	Vara 2020
P _{max adm CEE} [MW]	confidential	confidential	confidential	confidential	confidential	confidential	confidential	confidential	confidential
Sold export [MW]	1000	800	1250	1000	1000	1000	1000	800	1000
P _c [MW]	7700	9000	7800	9300	8000	9300	8000	9400	8100

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 Liberty Galati in sezonul analizat este considerat de **confidential**, alimentat din barele 110 kV ale statiei Barbosi si Smardan.

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

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}	confidentia 	confidentia 	confidentia 	confidentia 	confidentia 	confidentia 	confidential	confidentia 	confidentia

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}	confidentia	confidentia	confidentia	confidentia	confidentia	confidentia	confidential	confidentia	confidentia

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

D3 In regimul R4 sunt necesare masuri postavarie.

Declansare	Depasire	Valoare depasire	Masuri postavarie
AT3 (AT4) 400/220 kV Bucuresti Sud	AT4 (AT3) 400/220 kV Bucuresti Sud	110% S_n	-se verifica ca este conectata LEA 110 kV Pogoanele-Jugureanu; -se verifica ca este conectata LEA 110 kV Valea Calugareasca-Urziceni; -se conecteaza si LEA 110 kV Ramnicu Sarat-Costieni; -se conecteaza CT 110 kV Turnu Magurele; -plot AT 4 (3) 400/220 kV Bucuresti Sud recomandat pe pozitie maxim 14; Dupa aplicarea acestor masuri topologice, incarcarea scade la 106.3% S_n . -se limiteaza productia confidential

D4 In regimul R4 deficitele zonelor din Bucuresti sunt:

Zona	Sud	Vest	Fundeni
Deficit [MW]	confidential	confidential	confidential

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

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

Regim R5

D1 Regimul R5 este un regim de varf dimineata zi de lucru corespunzator lunilor de iulie-septembrie. Palierul de consum este de 8100 MW, in conditiile unui sold de import de 1500 MW. Productia in CEF este de 700 MW si in CEE este de 0 MW. Schema de calcul este schema B.

D2 Regimul R5 este caracterizat prin depasiri de tensiune in Moldova si Dobrogea in regimul N fara declansari. Pentru mentinerea tensiunilor in limitele admisibile a fost necesara conectarea suplimentara fata de regimul de baza R4 a ambelor bobine de compensare din statia Isaccea 400 kV. Setul de bobine in functiune la R5 este prezentat in anexa **confidential**. De asemenea pentru mentinerea tensiunilor in limitele admisibile a fost necesara modificarea tensiunii impuse la bornele unor generatoare (cu urmarirea mentinerii lor pe cat posibil in domeniul inductiv), comutarea ploturilor unitatilor de transformare din SEN fata de regimul R4, in special in zonele sectiunilor S5 si S6.

D3 In regimul R5, la fel ca si in celelalte regimuri, se verifica respectarea criteriului de siguranta pentru o temperatura a mediului ambiant de 30°C, pentru a putea declara regimul admisibil, in ipoteza de acoperire a palierului de consum si soldului propus. A fost necesara comutarea suplimentara de ploturi ale unitatilor de transformare. Nu au rezultat ca fiind necesare buclari suplimentare sau masuri postavarie.

D4 In regimul R5 deficitele zonelor din Bucuresti sunt:

Zona	Sud	Vest	Fundeni
Deficit [MW]	confidential	confidential	confidential

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

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

Regim R6

D1 Regimul R6 este un regim de varf dimineata zi de lucru si corespunde modelului furnizat in cursul anului 2019 pentru realizarea modelului sezonier de vara 2020 in cadrul grupei de lucru NM&FT (ENTSO-E). Palierul de consum este de 8000 MW, in conditiile unui sold de export de 700 MW. Soldul a fost convenit in urma unui proces de armonizare bilaterala, coordonat de catre NM&FT. Productia in CEF este de 600 MW si in CEE este de 1200 MW. Schema de calcul este schema B. Fata de acoperirea balantei furnizate pentru modelul sezonier s-a operat modificarea productiei **confidential**. Se considera ca **confidential** nu are grupuri in functiune.

D2 Regimul R6 este utilizat pentru doua tipuri de analize: calculul capacitatii de schimburi transfrontaliere maxime negarantate si analiza efectului asupra consumului propriu tehnologic a retragerilor din exploatare, in vederea aprecierii oportunitatii aplicarii tehnologiilor LST.

Regim cu productie maxima in CEE si sold de import de 1000 MW (R7)

D1 Regimul R7 este un regim de varf dimineata zi lucratoare derivat din Regimul R4 cu un palier de consum de 8100 MW, dar in conditiile unui sold de import de 1000 MW. Productia in CEF este de 700 MW, iar in CEE este de 2793 MW, asemenea regimului R4.

D2 Verificarea criteriului N-1 in schema cu N elemente in functiune in RET nu conduce la depasiri ale nivelului de tensiune sau curentilor admisibili pe elementele RET si RED.

D3 In regimul R7 LEA 400 kV Rosiori – Mukacevo se incarca la aproximativ 500 MW. La declansarea liniei aproximativ 60% din incarcare se redistribuie pe liniile de interconexiune RO-HU, fapt ce conduce la sarcini mari pe AT3 400/220 kV Arad si axul 110 kV Arad – Oradea Vest. LEA 220 kV Cluj Floresti – Alba Iulia si LEA 220 kV Stejaru – Gheorgheni se incarca echilibrat la declansarea LEA 400 kV Rosiori – Mukacevo avand in vedere ca este cu regim cu productie mare in CEE.

3.3.4. Analiza regimurilor de functionare in scheme cu retrageri

Precizari

1. 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 (cupatoare), 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

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

3. 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 Liberty Galati insularizandu-se pe grupurile din CET Galati.

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

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

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

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

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

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

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

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

3.4. Managementul congestiilor

confidential

3.5. Capacitati nete de schimb ale SEN (NTC)

3.5.1. Valori NTC sezoniere maxime negarantate

S-au calculat capacitati nete de schimb sezoniere pentru vara **2020** pentru SEN functionand interconectat cu reseaua europeana continentală sincronă, incluzand sistemul electroenergetic ale zonei de Vest a Ucrainei si sistemul electroenergetic al Turciei. Liniile de interconexiune ale SEN considerate in cadrul analizei sunt:

- LEA 400 kV Portile de Fier-Djerdap;
- LEA 400 kV Rosiori-Mukacevo;
- LEA 400 kV Tantaraeni-Kozlodui (circ.1 in functiune, circ. 2 in rezerva);
- LEA 400 kV Rahman-Dobrudja;
- LEA 400 kV Stupina-Varna;
- LEA 400 kV Arad-Sandorfalva;
- LEA 400 kV Nadab-Bekescsaba.

Calcululele s-au facut pe **R6** care are urmatoarele caracteristici:

- schema in care s-au implementat doar retragerile din exploatare de lunga durata (schema de calcul B corespunzatoare lunilor iulie-septembrie);
- soldul convenit/ armonizat pentru zona Europei Continentale (RG CE) in cadrul grupei de lucru NM&FT (ENTSO-E) - **export 700 MW**;
- consumul corespunde unui palier de varf dimineata vara zi de lucru de 8000 MW;
- acoperirea consumului si soldului se face conform balantei utilizate pentru modelul transmis de Transelectrica in vederea realizarii modelului sezonier pentru vara 2020. S-a operat o singura modificare legata de CTE Iernut. Acesta s-a considerat ca nu este in functiune cu nici un grup, informatie care nu era disponibila la momentul transmiterii IGM-ului pentru realizarea CGM sezonier in anul 2019;
- conform **BCE** (Base Case Exchange) sezonier sunt considerate urmatoarele solduri pentru sistemele energetice ale tarilor vecine:
 - HU: sold import 1530 MW;
 - RS: sold export 132 MW;
 - BG: sold export 600 MW;
 - UA: sold export 565 MW;
- conform **BCE** (Base Case Exchange) sezonier sunt considerate urmatoarele schimburi pe granite pentru IGM-ul corespunzător RO:
 - RO -> HU: 250 MW;
 - RO -> RS: 300 MW;
 - RO -> BG: 150 MW;
 - RO -> UA: 0 MW.

S-au calculat capacitati nete de schimb totale maxime, negarantate, intre Romania si reseaua interconectata europeana continentală sincronă, considerand diferite structuri de crestere a schimbului **simultan** in mai multe directii, conform scenariilor de mai jos:

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

Modul de calcul: se verifica criteriul N-1 si se determina limitele impuse de echipamente si de reglajele protectiilor/automaticilor in functiune, considerand scenariile de schimb. La verificarea criteriului N-1 nu a fost considerata si declansarea simultana a circuitelor liniilor dublu circuit.

- Se mentioneaza ca, spre deosebire de calculele lunare in vederea determinarii valorilor NTC lunare ferme, in cazul calculelor in vederea determinarii valorilor NTC sezoniere maxime negarantate se considera, in **mod optimist**, ca:
 - nu au loc alocari successive pe mai multe granite, care in realitate ar determina solicitarea mai intensa a anumitor linii interne sau de interconexiune (exemplu: la calculele de export negarantat nu se considera suplimentar un schimb RS -> HU care partial ar incarca si linii interne si de interconexiune din RO; altfel exprimat RO -> RS + RS -> HU = RO -> HU);
 - nu au loc cresteri simultane ale schimburilor printr-o interfata multilaterala incluzand si granite ale RO (exemplu: la calculele de export nu se considera interfata RO+BG);
 - scenariile implica simultan toate granitele RO, atat la import, cat si la export; astfel circulatiile aferente acestor schimburi se repartizeaza pe mai multe directii/cai;
 - nu se desfasoara programele lunare de retrageri din exploatare. Singurele retrageri din exploatare incluse in calcule sunt cele de lunga durata.
- Se mentioneaza ca, la fel ca la calculele lunare in vederea determinarii valorilor NTC lunare ferme, in cazul calculelor in vederea determinarii valorilor NTC sezoniere maxime negarantate:
 - Deoarece scenariile presupun schimburi simultane pe toate granitele, se considera TRM egal cu 400 MW pe interfata RO, cate 100 MW pe fiecare granita. Acest lucru este valabil atat la import, cat si la export. Este o ipoteza care este mai severa fata de cea luata in calcul la determinarea valorilor ferme de export unde TRM este 300 MW;
 - Limita admisibila pentru LEA 400 kV Portile de Fier-Djerdap este de 1300 A. Valoarea este data de setarea protectiilor (temporizate la 20 min) pe liniile de evacuare din CHE Djerdap. Aceasta limita este similara cu cea utilizata la calculele lunare de determinare a valorilor ferme de export.

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

	Contingenta	Element critic
Export RO	1) LEA 400 kV Tantareni-Kozlodui c1 (c2)	LEA 400 kV Portile de Fier- Djerdap
Import RO	1) LEA 400 kV Tantareni-Kozlodui c1 (c2)	LEA 400 kV Portile de Fier-Djerdap
	2) LEA 400 kV Rosiori-Mukacevo	Axa 110 kV Arad-Oradea Vest
	3) LEA 400 kV Rosiori-Gadalin	AT 400/220 kV Rosiori

Valorile NTC maxime indicative negarantate in interfata de interconexiune a SEN pentru vara 2020 sunt prezentate in tabelul urmator:

Scenarii NTC	exp1/ imp1	exp2/ imp2	exp3/ imp3	exp4/ imp4	exp5/ imp5
Regim	R6	R6	R6	R6	R6
Contingente critice export	1	1	1	1	1
Contingente critice import	1,2 (3)	1,2 (3)	1,2 (3)	1,2 (3)	1,2 (3)
Export RO	2400	2450	2500	2400	2450
Import RO	2650	2700	2750	2600	2650
RO->HU	700	700	700	700	700
HU->RO	700	700	700	700	700
RO->RS	600	600	600	600	600
RS->RO	600	600	600	600	600
RO->BG	1000	1000	1000	1000	1000
BG->RO	1000	1000	1000	1000	1000
RO->UA	100	150	200	100	150
UA->RO	350	400	450	300	350

Concluzii:

➤ Scenarii de export:

- Contingenta este in toate cazurile este LEA 400 kV Tantareni-Kozlodui c1 (c2), iar elementul critic este LEA 400 kV Portile de Fier – Djerdap;
- Rezultatele din scenariile de export sunt influențate semnificativ de soldul RS (doar 132 MW in modelul sezonier de vara 2020) si producția din CHE Portile de Fier 1, respectiv CHE Djerdap. Aceste aspecte explică faptul că LEA 220 kV Portile de fier – Resita circ. 1 (sau circ. 2) nu sunt elemente critice in acest scenariu;
- Valoarea capacității de export este maxima atunci cand procentul schimburilor comerciale cu RS este minim (Scenariul 3, RS=15%). La acelasi procent al schimburilor comerciale cu RS, valoarea capacității de export este mai mica daca procentul schimburilor comerciale cu HU este mai mic si cel cu BG mai mare (Scenariul 2). Scenariul cel mai dezavantajos din punct de vedere al capacității de export este cel cu schimburi comerciale cu RS maxim (Scenariul 4: RS=40%)

➤ Scenarii de import:

- Contingentele critice sunt LEA 400 kV Tantareni-Kozlodui c1 (c2), LEA 400 kV Rosiori-Mukacevo si LEA 400 kV Rosiori-Gadalin;
- Structura importului cu cote mari dinspre Ungaria si Bulgaria (scenariile 2 si 3) determina cresterea valorilor NTC in comparatie cu o crestere a importului pe directia Ungaria si Serbia;
- Cresterea importului dinspre RS are ca efect scaderea capacității de import a RO;
- Limitarea deficitului in zona de nord a SEN are ca efect obtinerea unor valori NTC de import mai mari.

3.5.2. Valori NTC lunare/ sublunare ferme

Pentru fiecare luna se calculeaza si furnizeaza pentru piata in luna anterioara valori NTC ferme pe granite bilaterale, utilizabile simultan in intreaga interfata de interconexiune a SEN in conditii de siguranta, luand in considerare:

- programele de reparatii pentru luna respectiva;
- prognoza de productie si consum;
- schimburile prognozate;
- reglajul protectiilor si al automaticilor in functiune;
- valorile 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 intrazilnice. In functie de actualizarea informatiilor privind desfasurarea programelor de retrageri, in cazul unor modificari semnificative, valorile NTC pot fi recalulate si armonizate la nivel de subperioade. Capacitatile suplimentare se pot aloca zilnic in licitatile comune cu Serbia si Bulgaria si pe piata cuplata 4M MC pentru granita cu Ungaria, si in licitatile intrazilnice.

Valorile NTC lunare ferme armonizate cu partenerii de interconexiune pentru luna aprilie 2020 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 reseaua europeana continentală sincrona incluzand si Ucraina de Vest.

Calcululele s-au efectuat pentru scheme cu N, N-1 elemente in functiune in ipoteza de balanta R3 (varf de seara), R4 (varf de dimineata) si R2 (gol) cu verificarea criteriului N-1. Pentru fiecare din aceste scheme s-a verificat stabilitatea statica in schema de durata in cazul declansarii unui element din zona care afecteaza sectiunea, si respectarea criteriului de siguranta.

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

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

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

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.

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.

4.1 Sectiunea S1

Calcululele s-au efectuat pentru scheme cu N, N-1 elemente in functiune in ipoteza de balanta R4 cu productie in CEE si cu doua unitati in CNE Cernavoda. Excedentul initial al sectiunii este de cca. 1503 MW. Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.1):

- La declansarea unui circuit L220 kV Portile de Fier – Resita, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=4220$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2170 MW, valoare peste care apar suprasarcini pe L220 kV Portile de Fier – Resita (circuitul ramas in functiune).
- La declansarea L220 kV Craiova Nord – Turnu Magurele, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=4100$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2860 MW, valoare peste care apar suprasarcini pe L220 kV Urechesti – Targu Jiu Nord si pe L220 kV Paroseni – Targu Jiu Nord.
- La declansarea L400 kV Portile de Fier – Djerdap, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=3870$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2520 MW, valoare peste care apar suprasarcini pe L220 kV Urechesti – Targu Jiu Nord si pe L220 kV Paroseni – Targu Jiu Nord.
- La declansarea L400 kV Tantareni – Sibiu Sud, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=3950$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2280 MW, valoare peste care apar suprasarcini pe L220 kV Urechesti – Targu Jiu Nord si pe L220 kV Paroseni – Targu Jiu Nord.

- La declansarea unei unitati CNE Cernavoda, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=4660$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2680 MW, valoare peste care apar suprasarcini pe L220 kV Urechesti – Targu Jiu Nord si pe L220 kV Paroseni – Targu Jiu Nord.
- La declansarea L400 kV Urechesti – Domnesti, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=4080$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2450 MW, valoare peste care apar suprasarcini pe L220 kV Urechesti – Targu Jiu Nord si pe L220 kV Paroseni – Targu Jiu Nord.
- La declansarea L400 kV Slatina – Bucuresti Sud, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=4100$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2900 MW, valoare peste care apar suprasarcini pe L220 kV Urechesti – Targu Jiu Nord si pe L220 kV Paroseni – Targu Jiu Nord.

4.2. Sectiunea S2

Calcululele s-au efectuat pentru scheme cu N, N-1 elemente in functiune in ipoteza de balanta R3 fara productie in CEE si CEF si cu o unitate in CNE Cernavoda. Initial sectiunea S2 are un deficit de 2230 MW. Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.2):

- La declansarea L400kV Sibiu Sud – Brasov, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=3940$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2810 MW, valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L110 kV Fagaras – Hoghiz.
- La declansarea L400kV Tantareni – Bradu, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=3840$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2860 MW, valoare peste care se supraincarca AT 400/220 kV Brazi Vest.
- La declansarea unitatii in functiune din CNE Cernavoda, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=4590$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 3210 MW, valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L110 kV IFA – Domnesti.
- La declansarea L400kV Slatina – Bucuresti Sud, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=3950$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 3310 MW, valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L110 kV IFA – Domnesti.
- La declansarea L400kV Urechesti – Domnesti, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=3950$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 3610 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declansarea L220kV Craiova Nord – Turnu Magurele, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=4120$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2590 MW, valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L110 kV IFA – Domnesti.

4.3. Sectiunea S3

Calcululele s-au efectuat pentru scheme cu N, N-1 elemente in functiune in ipoteza de balanta R3 fara productie in CEE si CEF si cu o unitate in CNE Cernavoda. Initial sectiunea S3 are un deficit de 737 MW. Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.3):

- La declansarea L400 kV Brasov – Gutinas, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1090$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 1020 MW (1020 MW – reseaua vizibila), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declansarea L400 kV Smardan – Gutinas, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1260$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 1120 MW (1120 MW – reseaua 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 $P_{8\%}=1530$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 1150 MW (1150 MW reseaua vizibila), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.

- La declansarea L400kV Isaccea – Tulcea Vest, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1540$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 1320 MW (1310 MW – retea vizibila), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.

- La declansarea unei unitatii din CNE Cernavoda, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=2040$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 1200 MW (1200 MW – retea vizibila), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.

4.4. Sectiunea S4

4.4.1. Sectiunea S4 in ipoteza de balanta R4 palierul VD cu productie in CEE si cu doua unitati in CNE Cernavoda.

Deficitul initial al sectiunii este de cca. 741 MW.

Nota 1: Pentru toate cazurile N se conecteaza: L110 Salonta – Chisinau Cris si CT110 kV Vascau.

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 $P_{8\%}=1240$ MW, iar puterea admisibila in sectiune este 1090 MW (980 MW – retea vizibila), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.

- La declansarea L400 kV Rosiori – Mukacevo, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1160$ MW , iar puterea admisibila in sectiune este 1040 MW (940 MW – retea vizibila), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.

- La declansarea L220 kV Stejaru – Gheorgheni, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1450$ MW, iar puterea admisibila in sectiune este 1210 MW (1090 MW – retea vizibila), valoare peste care apar suprasarcini pe AT 400/220 kV Iernut.

- La declansarea L400 kV Gadalin – Iernut, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1490$ MW, iar puterea admisibila in sectiune este 1020 MW (930 MW – retea vizibila), valoare peste care se supraincarca AT 400/220 kV Iernut;

- La declansarea L400 kV Rosiori – Oradea Sud, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1430$ MW , iar puterea admisibila in sectiune este 1230 MW (1000 MW – retea vizibila) valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;

- La declansarea L220 kV Alba Iulia – Cluj Floresti, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1450$ MW , iar puterea admisibila in sectiune este 1300 MW (1160 MW – retea vizibila), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET;

Nota 2: Pentru toate cazurile N-1 conditionariile de regim pentru fiecare retragere sunt specificate in Anexa 4.4.1 .

- La retragerea L400 kV Rosiori – Mukacevo si declansarea L400 kV Sibiu Sud – Iernut, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=900$ MW, iar puterea admisibila in sectiune este 760 MW (560MW – retea vizibila), valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L110 kV Sibiu Nord – Sibiu Sud 1 si 2.

- La retragerea L400 kV Sibiu Sud – Iernut si declansarea L400 kV Rosiori – Mukacevo puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=900$ MW, iar puterea admisibila in sectiune este 770 MW (430MW – retea vizibila), valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L110 kV Sibiu Nord – Sibiu Sud.

- La retragerea L220 kV Alba Iulia – Cluj Floresti si declansarea L400 kV Sibiu Sud - Iernut, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}= 1090$ MW, iar puterea admisibila in sectiune este 990 MW (880 MW – retea vizibila), valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L110 kV Vascau – Beius.

- La retragerea L220 kV Stejaru – Gheorghieni si declansarea L400 kV Sibiu Sud - Iernut, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1100$ MW, iar puterea admisibila in sectiune este

990 MW (900 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se depășește curentul limită termică pe L110 kV Petrești – Sebeș.

- La retragerea L400 kV Rosiori – Oradea Sud și declanșarea L400 kV Sibiu Sud - Iernut, puterea cu rezerva normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1190$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este de 1060 MW (910 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.

4.4.2. Secțiunea S4 în ipoteza de balanță R3 palierul VS fără producție în CEE și CEF și cu o unitate în CNE Cernavodă.

Deficitul inițial al secțiunii este de cca. 710 MW.

Nota: Pentru toate cazurile N se conectează: L110 Salonta – Chișinău Criș; CT 110 kV Alba Iulia; L110 kV Aiud–Cămpia Turzii–derivatie IMA; CL 110 kV Ocna Mureș; CT110 kV Vascau;

Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.4.2):

- La declanșarea L400 kV Sibiu Sud – Iernut, puterea cu rezerva normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1460$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1290 MW (1100 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declanșarea L400 kV Rosiori – Mukacevo, puterea cu rezerva normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1330$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1120 MW (970 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se depășește curentul limită pe L110 kV CET Arad – Săfronea.
- La declanșarea L220 kV Stejaru – Gheorgheni, puterea cu rezerva normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1690$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1490 MW (1270 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se supraîncarcă AT 400/220 kV Iernut.
- La declanșarea L400 kV Gădalin – Iernut, puterea cu rezerva normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1730$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1400 MW (1200 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se supraîncarcă AT 400/220 kV Iernut.
- La declanșarea L400 kV Rosiori – Oradea Sud, puterea cu rezerva normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1590$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1280 MW (1100 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se supraîncarcă AT 400/220 kV Iernut.
- La declanșarea L220 kV Alba Iulia – Cluj Florești, puterea cu rezerva normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1660$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 700 MW (630 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se supraîncarcă AT 220/110 kV Alba Iulia.

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

Deficitul inițial al secțiunii este de cca. 589 MW.

Nota : Pentru toate cazurile N se conectează: L110 Salonta – Chișinău Criș; CT 110 kV Alba Iulia; L110 kV Aiud–Cămpia Turzii–derivatie IMA; CL 110 kV Ocna Mureș; CT110 kV Vascau;

Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.4.3):

- La declanșarea L400 kV Sibiu Sud – Iernut, puterea cu rezerva normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1330$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 1100 MW (980 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declanșarea L400 kV Rosiori – Mukacevo, puterea cu rezerva normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}=1240$ MW, iar puterea admisibilă în secțiune este 970 MW (880 MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.

- La declansarea L220 kV Stejaru – Gheorgheni, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1520$ MW, iar puterea admisibila in sectiune este 1240 MW (1090 MW – retea vizibila), valoare peste care se supraincarca AT 400/220 kV Iernut.
- La declansarea L400 kV Gadalin – Iernut, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1630$ MW, iar puterea admisibila in sectiune este 1350 MW (1170 MW – retea vizibila), valoare peste care se supraincarca 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 1210 MW (1060 MW – retea vizibila), valoare peste care se depaseste curentul limita pe L110 kV CET Arad – Sofronea.
- La declansarea L220 kV Alba Iulia – Cluj Floresti, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1610$ MW, iar puterea admisibila in sectiune este 1300 MW (1200 MW – retea vizibila), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.

4.5. Sectiunea S5

4.5.1. Sectiunea S5 in ipoteza de balanta R4 palierul VD cu productie in CEE si cu doua unitati in CNE Cernavoda.

Deficitul initial al sectiunii este de cca. 526 MW. Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.5.1):

- La declansarea L400 kV Roman Nord – Suceava puterea admisibila in sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}$ este de 890 MW; iar puterea admisibila in sectiune este de 760 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 880 MW; iar puterea admisibila in sectiune este de 790 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declansarea L400 kV Smardan – Gutinas puterea admisibila in sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}$ este de 880 MW; iar puterea admisibila in sectiune este de 540 MW, valoare peste care se depaseste curentul limita pe L 110 kV Schela – Liesti.
- La declansarea L400 kV Bacau Sud – Roman Nord puterea admisibila in sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}$ este de 850 MW; iar puterea admisibila in sectiune este de 590 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 870 MW; iar puterea admisibila in sectiune este de 690 MW, 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 1020 MW; iar puterea admisibila in sectiune este de 860 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.

Nota : Pentru toate cazurile N-1 conditionariile de regim pentru fiecare retragere sunt specificate in Anexa 4.5.1

- La retragerea L400 kV Brasov – Gutinas si declansarea L400kV Smardan - Gutinas, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=540$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 430 MW (430MW – retea vizibila), valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L110 kV Gutinas – Marasesti.
- La retragerea L400 kV Smardan – Gutinas si declansarea L400kV Brasov - Gutinas, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=540$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 430

MW (390MW – rețeaua vizibilă), valoare peste care se depășește curentul limită termică pe L110 kV Gutinas – Marasesti.

4.5.2. Secțiunea S5 în ipoteza de balanță R3 palierul VS fără producție în CEE și CEF și cu o unitate în CNE Cernavodă.

Deficitul inițial al secțiunii este de cca. 522 MW. Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.5.2):

- La declansarea L400 kV Roman Nord – Suceava puterea admisibilă în secțiune cu rezerva normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}$ este de 890 MW; iar puterea admisibilă în secțiune este de 800 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declansarea L400 kV Brasov – Gutinas puterea admisibilă în secțiune cu rezerva normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}$ este de 850 MW; iar puterea admisibilă în secțiune este de 790 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declansarea L400 kV Smardan – Gutinas puterea admisibilă în secțiune cu rezerva normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}$ este de 930 MW; iar puterea admisibilă în secțiune este de 880 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declansarea L400 kV Bacau Sud – Roman Nord puterea admisibilă în secțiune cu rezerva normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}$ este de 840 MW; iar puterea admisibilă în secțiune este de 690 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declansarea L400 kV Gutinas – Bacau Sud puterea admisibilă în secțiune cu rezerva normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}$ este de 870 MW; iar *puterea admisibilă în secțiune este de 780 MW*, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declansarea L220 kV Gutinas – FAI puterea admisibilă în secțiune cu rezerva normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}$ este de 1030 MW; iar puterea admisibilă în secțiune este de 870 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.

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

Deficitul inițial al secțiunii este de 181 MW. Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.5.3):

- La declansarea L400 kV Smardan – Gutinas puterea admisibilă în secțiune cu rezerva normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}$ este de 970 MW; iar puterea admisibilă în secțiune este de 690 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declansarea L400 kV Bacau Sud – Roman Nord puterea admisibilă în secțiune cu rezerva normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}$ este de 840 MW; iar puterea admisibilă în secțiune este de 650 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declansarea L400 kV Gutinas – Bacau Sud puterea admisibilă în secțiune cu rezerva normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}$ este de 860 MW; iar puterea admisibilă în secțiune este de 700 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declansarea L400 kV Brasov – Gutinas puterea admisibilă în secțiune cu rezerva normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}$ este de 900 MW; iar puterea admisibilă în secțiune este de 730 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declansarea L220 kV Gutinas – FAI puterea admisibilă în secțiune cu rezerva normată de stabilitate statică este de $P_{8\%}$ este de 1040 MW; iar puterea admisibilă în secțiune este de 840 MW, valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.

4.6. Secțiunea S6

4.6.1. Sectiunea S6 in ipoteza de balanta R4 palierul VD cu productie in CEE si cu doua unitati in CNE Cernavoda.

Excedentul initial al sectiunii S6 este de 2820 MW. Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.6.1):

- La declansarea L400kV Smardan – Gutinas, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=4440$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2820 MW (2650 MW – retea vizibila), valoare peste care apar suprasarcini pe L220 kV Barbosi – Filesti.
- La declansarea L400kV Bucuresti Sud – Pelicanu, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=4660$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 3400 MW, (3200 MW – retea vizibila), valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L110 kV Slobozia Sud – Slobozia Nord.
- La declansarea L400kV Bucuresti Sud – Gura Ialomitei, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=4450$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 3120 MW, (2960 MW – retea vizibila), valoare peste care se depaseste curentul limita pe L110kV Pogoanele - Jugureanu.

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

- La retragerea L400 kV Smardan – Gutinas si declansarea L400kV Bucuresti Sud - Gura Ialomitei, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=3940$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2460 MW (2230MW – retea vizibila), valoare peste care se supraincarca AT 400/220 kV Lacu Sarat.
- La retragerea L400 kV Brasov – Gutinas si declansarea L400kV Smardan - Gutinas, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=4090$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 1580 MW (1480MW – retea vizibila), valoare peste care se depaseste curentul limita termica pe L110 kV Gutinas – Marasesti.

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

Excedentul initial al sectiunii S6 este de 1714 MW. Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.6.2):

- La declansarea L400kV Smardan – Gutinas, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=4340$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 3700 MW (3610 MW – retea vizibila), valoare peste care se depaseste curentul limita pe L220 kV Barbosi – Filesti.
- La declansarea L400kV Bucuresti Sud – Pelicanu, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=4690$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 3330 MW, (3280 MW – retea vizibila), valoare peste care se depaseste curentul limita pe L110 kV Slobozia Sud – Dragos Voda.
- La declansarea L400kV Bucuresti Sud – Gura Ialomitei, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=4510$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 3510 MW, (3450 MW – retea vizibila), valoare peste care se depaseste curentul limita pe L110 kV Slobozia Sud – Dragos Voda.
- La declansarea L400kV Isaccea – Tulcea Vest, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=4040$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 3770 MW (3710 MW – retea vizibila), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.
- La declansarea L400kV Tariverde – Tulcea Vest, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=4670$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 4300 MW, (4260 MW – retea vizibila), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET .
- La declansarea L400kV Brasov – Gutinas, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=4780$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 4160 MW, (4100 MW – retea vizibila), valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.

- La declansarea L220kV Barbosi – Focsani Vest, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=4810$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 4420 MW (4350 MW – retea vizibila) valoare peste care tensiunile scad sub valorile din Codul RET.

5. VERIFICAREA STABILITATII TRANZITORII A ZONEI CERNAVODA

confidential

6. CONCLUZII SI PROPUNERI DE MASURI

6.1. Propuneri pentru schema normala de functionare

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

Se prezinta urmatoarele propuneri de schema normala avand in vedere modificarile fata de schema normala (SN) a sezonului de iarna 2019 - 2020:

DET 1

Statia 220/110 kV Stejaru:

- Statia 220 kV Stejaru in functiune la schema normala dupa retehnologizare;
- CTv 110kV in rezerva calda, LEA 110 kV Timișești și LEA 110 kV Poiana Teiului în funcțiune la bara A-110 kV și LEA 110 kV Dumbrava în funcțiune în bara B-110 kV.

Statia 220/110 kV Focsani Vest:

- AT 200 MVA in funcțiune prin provizorat în cablu 110 kV și celula mobilă 110 kV legată rigid la Bara 2-110 kV;
- LEA 110 kV Focsani Vest – Focsani Nord circ. 2 – derivatie Gugesti provizorat in funcțiune in cele trei capete. În statia Focsani Vest provizoratul este in functiune pe celula 110 kV Laminor circ. 2;
- LEA 110 kV Focsani Vest – Tataranu – derivatie Focsani Nord circ. 1 – derivatie CEIL circ. 2 – derivatie Laminor circ. 2 provizorat în rezervă calda in statia Focsani Vest pe celula 110 kV laminor circ. 1.

Statia 400/110 kV Roman Nord:

- LEA 110 kV Roman Laminor circ.1 in functiune pe celula proprie la Bara 1B 110 kV;
- LEA 110 kV Roman Laminor circ. 2 in functiune prin provizorat in cablu 110 kV pe celula 110 kV Poliamidice 1 la Bara 2B 110 kV;
- LEA 110 kV Halaucesti in functie prin provizorat in cablu 110 kV pe celula 110 kV Poliamidice 2 la Bara 1B 110 kV;
- CTv 110 kV în funcțiune.

Statia 110 kV CET Bacau:

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

Stația 110 kV Dumbrava:

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

Zona Galati:

- LEA 110kV Tecuci-Cudalbi în functiune.

DET2

Statia 400/220/110 kV Bucuresti Sud:

- BC 400 kV in functiune.

Statia 400/110 kV Pelicanu:

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

Statia 400/110 kV Tulcea Vest:

- T1, T2, T3 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, T2, T3 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 Gura Ialomitei:

- T3 400/110 kV in functiune la bara 1 – 400 kV si la bara 1 – 110 kV;
- T4 400/110kV in rezerva calda la bara 2 – 400 kV si la bara 1 – 110 kV.

Statia 400/110 kV Medgidia Sud:

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

Statia 400/110 kV Rahman:

- T1 400/110 kV in functiune la Bara 2 400 kV;
- T2 400/110 kV in functiune la Bara 1 400 kV.

DET 3

Statia 220/110 kV Isalnita:

- AT1 220/110 kV in functiune;
- AT2 220/110 kV in rezerva calda;
- LEA 220 kV Gradiste in functiune la Bara 2- 220 kV.

Statia 220/110kV Craiova Nord:

- AT2 220/110 kV in functiune pe Celula Mobila 1;
- AT1 220/110 kV in rezerva calda;
- linie lunga de provizorat denumita LEA 220 kV Isalnita - Sardanesti provizorat, prin suntarea liniilor de 220kV Craiova Nord-Sardanesti si Craiova Nord-Isalnita 1;
- LEA 220 kV Craiova Nord-Isalnita circ. 2 pe Celula Mobila 3;
- CT 220 kV provizorat prin celulele LEA 220 kV Sardanesti, Isalnita circ. 1 si o parte din BTf 220 kV.

Statia 400 kV Tantareni

- BC – A 400 kV s-a demontat pentru relocare in statia 400/220/110 kV Sibiu Sud;

DET 4

Statia 400/220/110 kV Arad:

- BC 400 kV in functiune.

Statia 220 kV Otelarie Hunedoara:

- B1 – 220 kV, B2 – 220 kV, celula 220 kV Pestiș, celula 220 kV Baru Mare – Pestiș provizorat, celulele T1 si T2, separatorul de cupla puse in functiune.

Statia 220/110 kV Iaz:

- Celulele AT1 si AT2 220/110 kV retrase din exploatare;
- AT2 220/110 kV in functiune pe schema de tip racord adanc cu LEA 220 kV Resita circ. 1;
- AT1 220/110 kV in stare nenominalizabila.

Statia 220/110 kV Hasdat:

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

Statia 220 kV Retezat

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

DET 5

Statia 400/220/110 kV Sibiu Sud

- BC 400 kV in funcțiune (relocata din statia 400 kV Tantareni);

Statia 220/110 kV Ungheni

- AT2 220/110 kV in funcțiune pe celula 110 kV retehnologizata;
- AT1 220/110 kV in stare separat vizibil la 220 kV si cordoane dezlegate la 110 kV;

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

DET 1:

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

DET 2:

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

DET 3:

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

DET 4:

AT1 220/110 kV Pestis, AT2 220/110 kV Mintia, AT4 400/220 kV Mintia, AT1 220/110 kV laz, T1 400/110 kV Oradea Sud

DET 5:

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

6.2. Concluzii regimuri stationare

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

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

- zona 110kV Dobrogea, compusa din:

- zona Tulcea;
- zona Constanta+Medgidia

In cadrul zonei Constanta+Medgidia se defineste zona Harsova+Medgidia, delimitata de LEA 110 kV Mircea Voda-Medgidia Sud – derivatie Faclia, LEA 110 kV Medgidia 1-Medgidia Sud, LEA 110 kV Medgidia Nord-Constanta Nord, LEA 110 kV Nazarcea-Constanta Nord, LEA 110 kV Harsova- Topolog - derivatie Cismeaua Noua.

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

- zona 110kV L.Sarat, Smardan;

- zona statiilor 400/110kV Stupina si Rahman;

- zona statiei 400/110kV Tariverde;

- zona Baltagesti, Gura Ialomitei;

- zona sectiunii S6:

zona Dobrogea;

zona 110kV L.Sarat-Smardan;

zona Baltagesti-Gura Ialomitei;

zona Stupina-Rahman;

- zona Moldova (inclusiv zona Buzau);

- zona Banat.

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

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

Se mentioneaza ca acest set de CEED modelate este acelasi cu cel din sezonul precedent de iarna 2019 – 2020, 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 2019 – 2020.

6.2.2. Determinarea puterii maxime admisibile in CEE

Determinarea puterii maxime admisibile in CEE s-a facut in conditiile indeplinirii simultane a:
-acoperirii palierului de consum si a soldului propus;
-respectarii criteriului N-1.

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

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

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 prezentate in continuare.

Pentru schema cu N elemente in functiune:

- se limiteaza **confidential**, pentru reducerea curentului pe LEA 110 kV Gura Ialomitei-Baltagesti, de la cca. 575 A la 480 A;
- se limiteaza **confidential**, pentru reducerea curentului pe LEA 110 kV Topolog-Tulcea Vest, de la cca. 533 A la 485 A;

Dupa considerarea acestor limitari, verificarea criteriului N-1 in RED pe schema cu N elemente in functiune, impune limitare suplimentara preventiva a productiei CEE din zona Harsova-Medgidia. Contingenta critica este declansarea LEA 110 kV Mircea Voda-Medgidia Sud, care incarca 110 kV

Medgidia Nord-Mircea Voda Nord si LEA 110 kV Medgidia Nord-Medgidia 1. Pe LEA 110 kV Medgidia Nord-Mircea Voda Nord, limita este de $485 A = I_{adm30^{\circ}C}$, iar pe LEA 110 kV Medgidia Nord-Medgidia 1 limita este de $720 A = 120\% I_{TC}$. Limitarea productiei CEE din zona Harsova-Medgidia este **confidential**, situatie care corespunde unui excedent maxim admisibil al acestei zone de cca. 200 MW.

Pentru respectarea criteriului N-1 in RET pe schema cu N elemente in functiune se aplica urmatoarele masuri:

- conectarea LEA 110 kV Pogoanele-Jugureanu si LEA 110 kV Valea Calugareasca-Urziceni. In urma analizelor efectuate nu au rezultat ca fiind necesare conectarea CT 110 kV Liesti si a LEA 110 kV Liesti-Maxineni.

- reducerea productiei de la cca. 2906 MW la cca. 2795 MW este identificata ca fiind cea mai mica posibila in conditiile schemei de calcul si in ipoteza de palier de consum (8100 MW) si sold (export 1000 MW) considerata.

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

Zone	Dobrogea 110 kV			Lacu Sarat, Smardan 110 kV	Tariverde	Stupina, Rahman	Baltagesti G.Ialomitei (include CEE Pantelimon)	Moldova Banat	SEN
	994								
	CEE Pestera, Chirnogeni, Cobadin, Pecineaga 2, Mihai Viteazu (1 si 2)	Harsova-Medgidia	Tulcea						
MW									
P _{max.CEE}	confidentia	confidentia	confidentia	confidentia	confidentia	confidentia	confidential	confidentia	confidentia

Zone	Dobrogea 110 kV			Lacu Sarat, Smardan 110 kV	Tariverde	Stupina, Rahman	Baltagesti G.Ialomitei (include CEE Pantelimon)	Moldova Banat	SEN
	91.4								
%	CEE Pestera, Chirnogeni, Cobadin, Pecineaga 2, Mihai Viteazu (1 si 2)	Harsova- Medgidia	Tulcea						
P _{max.CE} E	confidentia 	confidentia 	confidentia 	confidentia 	confidentia 	confidentia 	confidential	confidentia 	confidentia

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

Regimurile de functionare din timp real 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.

6.2.3. Verificarea criteriului N-1 in schema completa

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

Regim	Tip palier	Palier consum [MW]	Prod. in CEE [MW]	Prod. in CEF [MW]	Prod. in CECC Petrom Brazi [MW]	Prod. in CNE [MW]	Sold export [MW]
R1	VS aprilie	8000	confidential				1000
R2	GS	4900					800
R3	VS mai	7600					-500
R4	VDV iunie-sept	8100					1000
R5	VDV iunie-sept	8100					-1500
R6	VDV NM&FT	7800					700
R7	VDV iunie-sept	8100					-1000

6.2.4. Verificarea criteriului N-1 in scheme cu retrageri

Mare parte din retragerile din exploatare ale echipamentelor din zona Dobrogea, dar si din axele catre zonele limitrofe, atat catre zona Bucuresti, cat si catre Moldova, cuprind in setul de conditionari de regim, masuri de limitare (reducere) a productiei CEE. Limitarile (reducerile) pot fi postavarie sau preventive. Limitarea puterii produse in CEE s-a realizat pe principiul proportionalitatii. Pentru evitarea acestor limitari (reduceri) se recomanda retragerea acestor echipamente atunci cand productia CEE permite acest lucru (este mai redusa).

In tabelul de mai jos, pentru regimul de baza **R4** (palier varf dimineata vara), sunt prezentate liniile a caror retragere din exploatare necesita in afara de masuri topologice si masuri de limitare (reducere) preventiva a productiei CEE.

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

6.3. Managementul congestiilor

confidential

6.4. Conditionari de regim

confidential

6.5. Concluzii stabilitate statica

Se vor respecta puterile admisibile in sectiunile caracteristice ale SEN.

Punerea in functiune a LEA 400 kV Nadab - Oradea Sud contribuie la eliminarea congestiilor din sectiunea S4 in scheme de retrageri si cresterea puterii admisibile in sectiunea S4 (a carei incarcare se apropie de limita admisibila chiar in schema normala).

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

6.6. Concluzii stabilitate tranzitorie

confidential

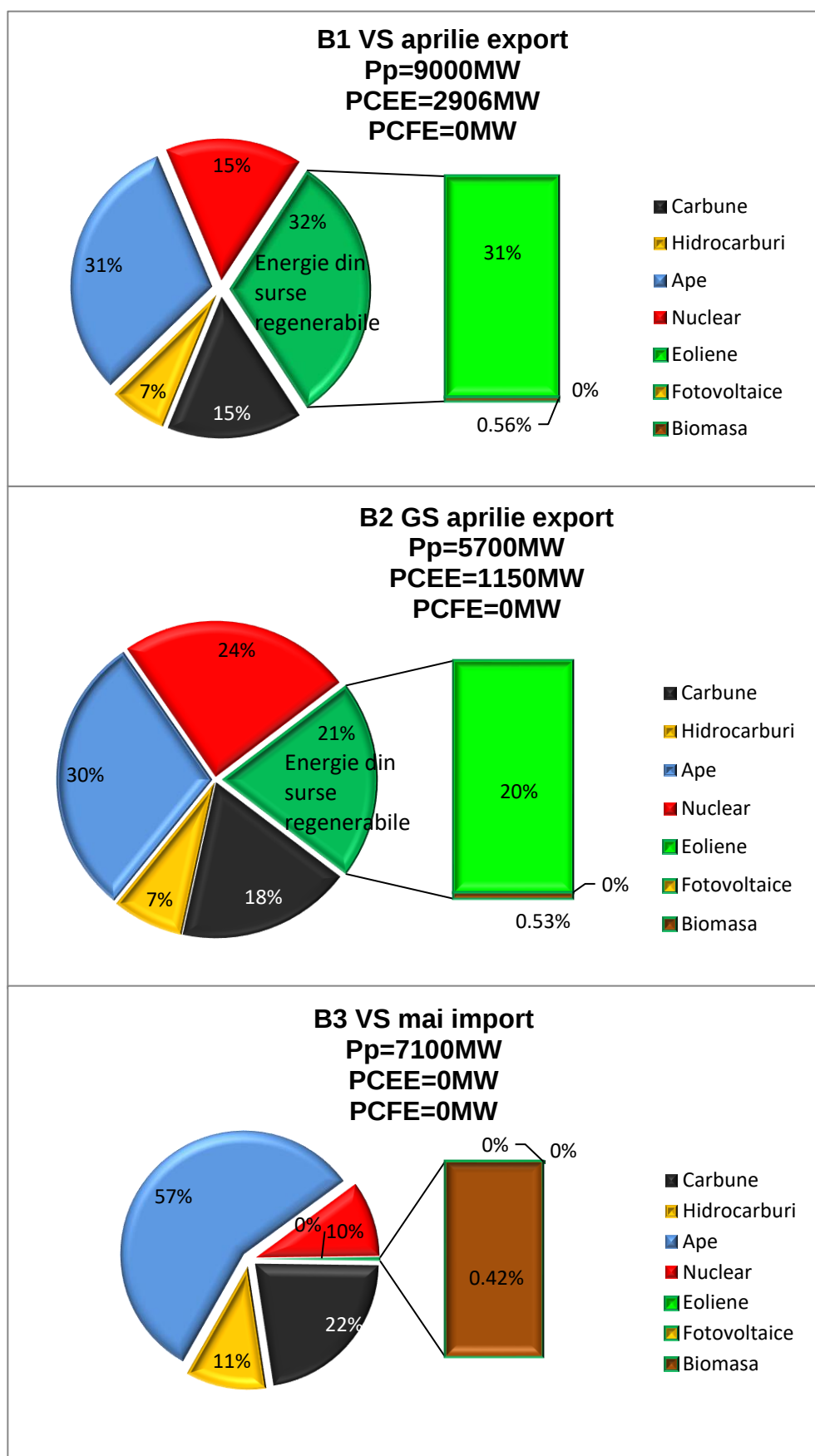
6.7. Concluzii generale

Este necesară urgentarea realizării unora*) dintre obiectivele investitionale incluse in Planul de Dezvoltare a RET 2020-2029, in corelare cu rezultatele studiului „Planificarea operationala a functionarii SEN in vara 2020”:

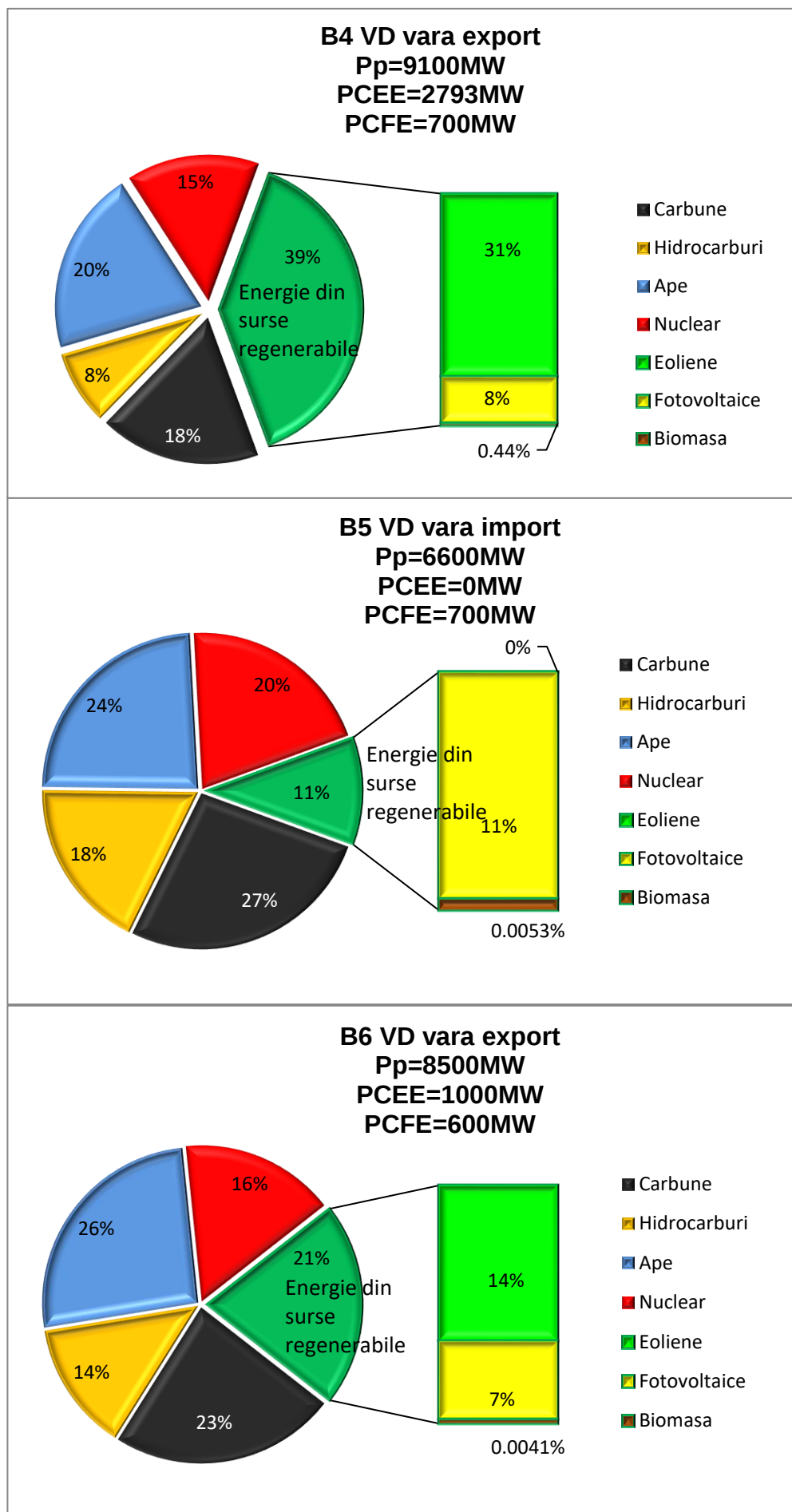
- Finalizarea retehnologizării statiei 400 kV Medgidia Sud si racordarea LEA 400 kV interconexiune RO-BG in statia 400/110 kV Medgidia Sud;
- Punerea in functiune a LEA 400 kV Nadab – Oradea Sud;
- Punerea in functiune a LEA 400 kV Smardan – Gutinas d.c. (1 c.e.);
- Punerea in functiune a celui de-al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

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

Structura pe resurse a productiei brute din SEN in vara 2020 (valori procentuale)



Structura pe resurse a producției brute din SEN în vara 2020 (valori procentuale)



Valori NTC ferme pentru luna aprilie 2020

NTC	1-2.04	3.04	4-5.04	6-10.04	11-12.04	13.04	14.04	15.04	16.04	17.04	18-19.04	20.04	21.04	22-24.04	25.04	26.04	27.04	28-29.04	30.04	
RO=>HU	500				600		550				600		550		700	650		600		550
HU=>RO	500					600		500			600	500		500	550					
RO =>RS	450		500	450	550	500	450	500			550		600		550					
RS =>RO	400			450		600								400	550		500			
RO=>BG	900																			
BG=>RO	900																			
RO=>UA	100													0	100					
UA=>RO	100													0	100					
RO export	1950		2000	1950	2150	2050	2000	2050			2150	2100		2200	2250		2150		2100	
RO import	1900			1950		2200		2100			2200	2100		1800	2100		2050			

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