



Compania Națională de Transport al Energiei Electrice

Str. Amand Călinescu nr. 2 - 4 - cod 021012 - sector 2 - București

Nr. înregistrare: J40/0060/2000 Cod unic înregistrare: RO 13320043

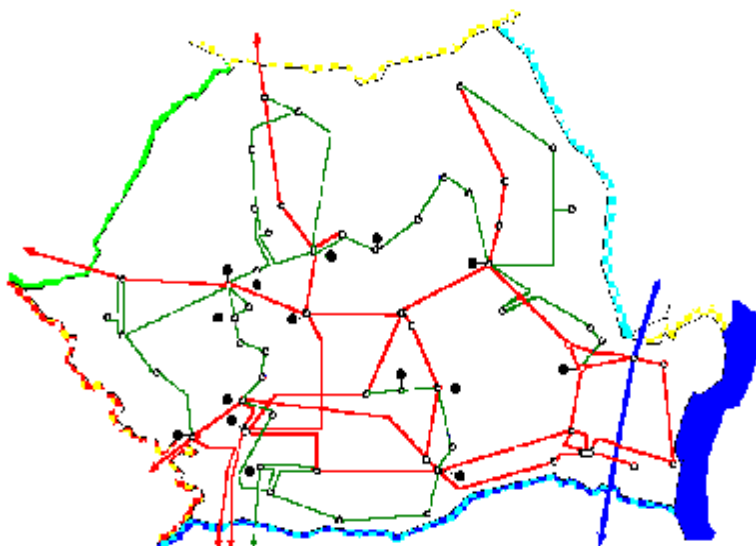
Telefon: + 4 021 3035 611 Fax: + 4 021 3035 610 www.transelectrica.ro

Unitatea Operatională – Dispecerul Energetic Național

Bd. Hristo Botev 16-18; sect.3; cod 030236 - București

Tel: 3035713; 3035613; Fax: + 40 21 3035 630

Planificarea operationala a SEN in vara 2009



martie 2009

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

UNITATEA OPERATIONALA DISPECERUL ENERGETIC NATIONAL

Planificarea operationala a SEN in vara 2009

Unitatea Operationala - Dispecerul Energetic National
Director : ing. Octavian Lohan

Biroul Planificare Schema Normala
Sef : Dr.ing. Rodica Balaurescu

Intocmit:

Verificat :
Ing. Cristian Radoi
Sef Serviciul Planificare Operationala

Dr.ing. Rodica Balaurescu
Ing. Cornel Mircea Aldea
Ing. Roxana Cecilia Brosiu
Ing. Silvia Bricman
Ing. Amada Ionescu
Ing. Costel Constantin
St. Doina Ricu

Colaboratori:

SPPEE	Georgiana GIOSANU Diana COSTEA
SPMC	Mioara MIGA-PAPADOPOL
DET 1	Vasile MUNTEANU
DET 2	Razvan CIOBOTARU
DET 3	Mihai STROICA Constantin ILIE
DET 4	Ion NEGRU Ioan FREANTI
DET 5	Teofil BOTE Mircea BICA
SPAF	Adela CIUPULIGA Cristina POPOVICI
DEC	Cornel ERBASU

CUPRINS

1. INTRODUCERE
2. BALANTE DE PUTERE
3. REGIMURI DE FUNCTIONARE A SEN
4. VERIFICAREA STABILITATII STATICE
5. VERIFICAREA STABILITATII TRANZITORII SI A AUTOMATICILOR
6. PROPUNERI DE MASURI

ANEXE:

- 1 Tema, Aviz tema
- 2.1.2 Evolutia necesarului de energie electrica in vara 2009
- 2.3.1 *confidential*
- 2.3.(2-3) Structura pe resurse a productiei brute pe ansamblul SEN
- 2.4.1 *confidential*
- 3.1 Propunere schema normala 220-400 kV a SEN în vara 2009
- 3.2 Propunere schema normala a retelei de 110 kV a SEN în vara 2009
- 3.3 *confidential*
- 3.4 *confidential*
- 3.6 Circulatiile de putere activa prin elementele sectiunilor caracteristice
- 3.7 Tensiunile in nodurile de control din RET
- 3.8 Ploturi de functionare ale AT si T de retea
- 3.9 Lista bobinelor de reactanta conectate in regimurile analizate
- 3.10 Consumuri proprii tehnologice în SEN rezultate din calculele de regim
- 3.11.1 Capacitati nete de schimb in interfata de interconexiune a Romaniei in vara 2009
- 3.11.2 NTC pentru Aprilie 2009 _V3
- 3.14 Ploturi de functionare ale transformatoarelor bloc ale generatoarelor modelate la borne
- 4.1. Puteri admisibile in sectiunea S1
- 4.2. Puteri admisibile in sectiunea S2
- 4.3. Puteri admisibile in sectiunea S3
- 4.4. Puteri admisibile in sectiunea S4
- 4.5. Puteri admisibile in sectiunea S5
- 4.6. Puteri admisibile in sectiunea S6
- 5.1 Verificarea stabilitatii zonei Cernavoda
- 5.3 Verificarea stabilitatii zonei Portile de Fier si a interconexiunii

1. INTRODUCERE

Scopul studiului este de a analiza si planifica functionarea SEN in conditiile de balanta precizate pentru perioada de vara 2009 si de a propune, pe baza calculelor, schema normala de functionare pentru perioada analizata conform temei prezentate in anexa 1 si avizata in CTES cu avizul nr. 07/27.01.2009.

La elaborarea studiului s-a tinut cont de:

- planul anual de retrageri din exploatare a echipamentelor din RET avizat pentru anul 2009;
- planul anual de opriri ale grupurilor energetice avizat pentru anul 2009.

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

Din analizele efectuate rezulta in vara 2009 o balanta echilibrata, cu o productie la vârf de 8370 MW, care acopera un consum mediu intern de 7900 MW la vârf de sarcina si un sold de export de 600 MW la palierul de vârf si de 400 MW la golul de noapte de sarbatoare, in variante cu 2 unitati si cu 1 unitate in functiune in CNE Cernavoda, deoarece producatorul a luat decizia ca sa fie oprita pentru revizie programata in perioada analizata.

S-a considerat functionarea interconectata a SEN in cadrul retelei UCTE, si cu Ucraina de Vest (insula Burshtyn).

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

- incadrarea in limitele admisibile ale circulatiilor de putere si a tensiunilor si 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 ;
- determinarea congestiilor in zona Bucuresti;
- determinarea capacitatilor nete de schimb cu partenerii de interconexiune, etc..

S-au analizat doua scheme de calcul, cea de baza si cea cu o unitate CNE, corespunzatoare retragerilor sau indisponibilitatilor de lunga durata. De asemenea s-au analizat scheme de calcul suplimentare cu retrageri de echipamente de durata mai scurta (Baia Mare, G. Ialomitei, etc.).

Avand in vedere montarea in statia Domnesti a celui de-al treilea transformator 400/110kV s-au analizat diverse variante de scheme de functionare in scopul minimizarii congestiilor estimate a aparea in zona de vest a Bucurestiului in perioada analizata.

In capitolul de stabilitate statica s-au efectuat calcule pentru determinarea puterilor admisibile in sectiunile caracteristice ale SEN. Datorita dezvoltarii SEN in analizele privind sectiunea caracteristica S3 au aparut anumite inconveniente de natura metodologica, care vor fi eliminate prin inlocuirea in viitor a sectiunii S3 cu noua sectiune caracteristica numita S6.

In capitolul de stabilitate tranzitorie s-au studiat :

- Stabilitatea zonei Cernavoda in doua perioade de retrageri planificate, cu 1 respectiv 2 unitati CNE in functiune;
- Stabilitatea CTE Iernut la functionare cu statia 400kV Gadalin retrasa si linia lunga Iernut-Rosiori ;
- Stabilitatea zonei Portile de Fier si a interconexiunii, pentru schema normala si scheme cu 1-2 retrageri in Portile de Fier+Djerdap si in bucle de interconexiune; verificarea automatizarilor.

2. BALANTELE DE PUTERE

2.1. Consumuri

2.1.1. Consumuri realizate în vara 2008

Evoluția consumului brut intern mediu indică o creștere în ultimul an. Acoperirea curbei de consum s-a realizat preponderent prin contribuția centralelor pe carbuni și a centralelor hidroelectrice.

Anul 2008 a fost normal d.p.d.v. hidrologic și al temperaturilor. Luna iulie s-a caracterizat prin temperaturi normale, mai mici decât în anul anterior, ceea ce a dus la o reducere a consumului din instalațiile de climatizare, spre deosebire de luna august care a avut perioade caniculare ce au provocat creșterea consumului, chiar dacă luna august este în general luna de concedii. În luna septembrie 2008 s-a înregistrat o creștere semnificativă a consumului brut mediu.

Valoarea maximă a consumului din perioada semestrului considerat perioada de vară s-a înregistrat în ziua de 29 septembrie ora 20 și a fost de 8416 MW. Pentru lunile iunie, iulie, august 2008 valoarea maximă a consumului a fost de 8201 MW, înregistrat în ziua de 28 august ora 21.

Înregistrarea consumurilor pentru palierul caracteristic de funcționare în vara 2008 s-a făcut în ziua de miercuri 23 iulie (pentru vârful de dimineață, vârful de seară) și noaptea de 20/21 iulie (pentru golul de sărbătoare). Valorile consumului realizate pe ansamblul SEN la palierul caracteristic în zilele în care au avut loc înregistrările au fost (**valori brute**):

23 iulie 2008

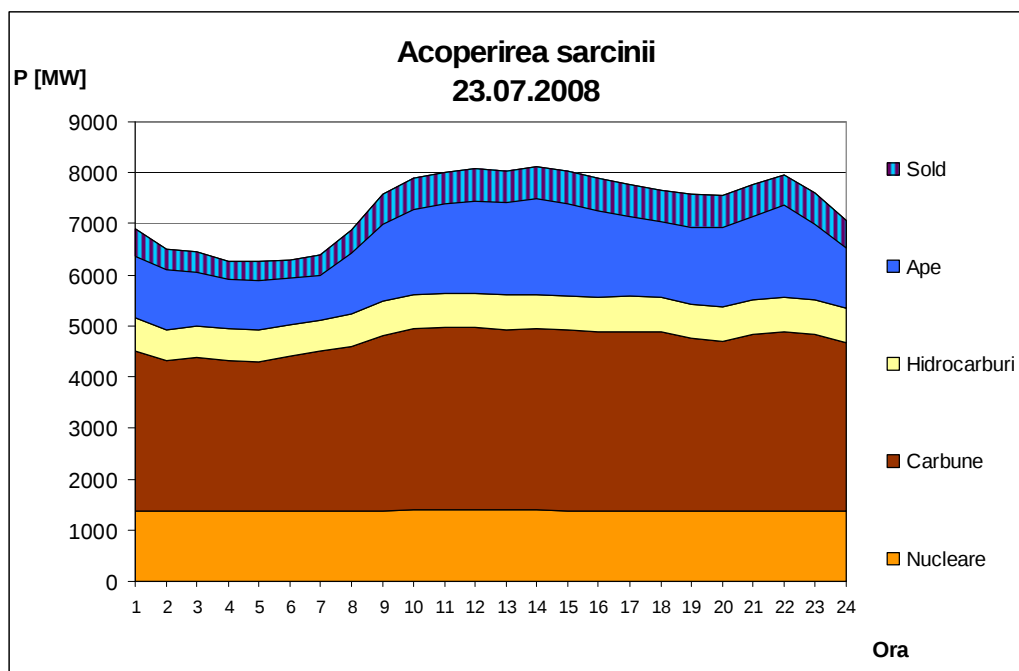
-vârful de dimineață: 7318 MW ora 10 (7438 MW ora 14)

-vârful de seară: 7274 MW ora 22 (7405 MW ora 21)

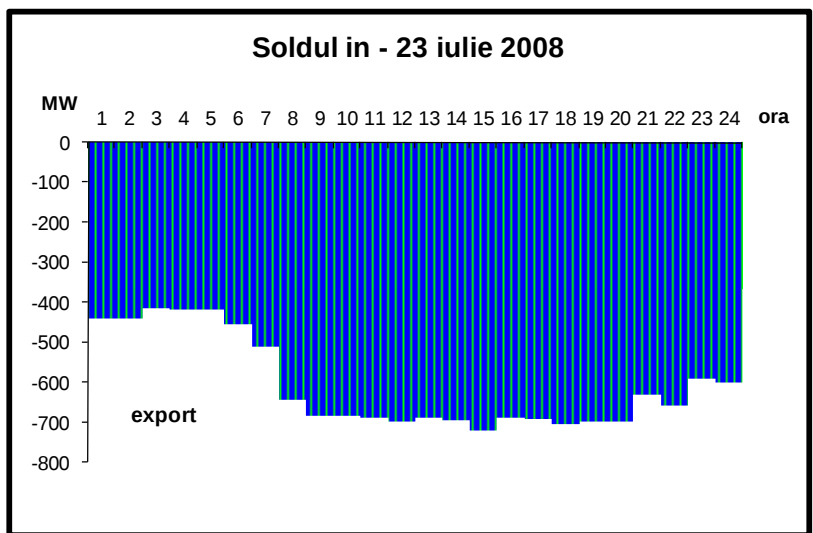
-golul de noapte: 5872 MW ora 4 (5867 MW ora 06)

21 iulie 2008

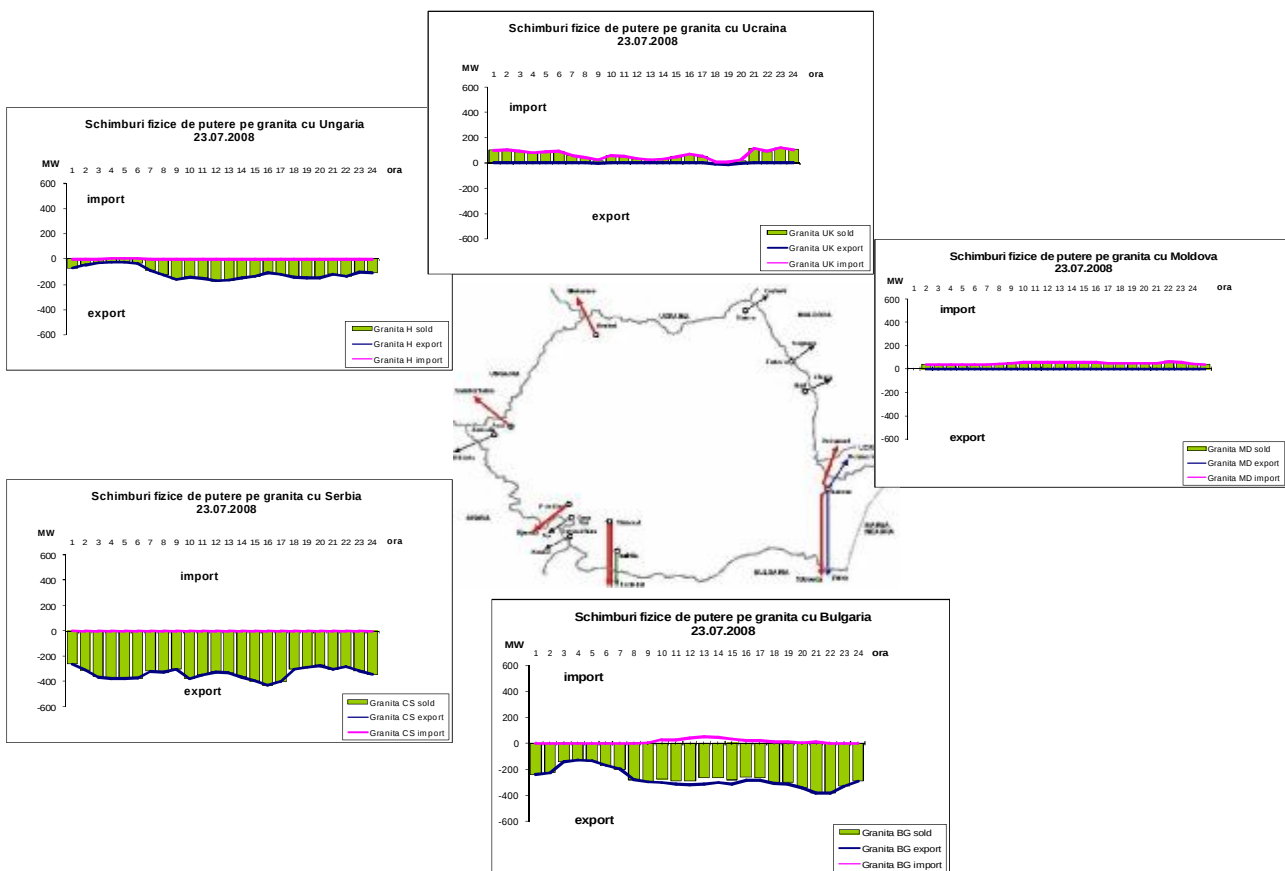
-golul de sărbătoare: 5456 MW ora 4 (5363 MW ora 05)



Soldul de pe liniile de interconexiune înregistrat în această zi a fost rezultatul schimburilor comerciale și tehnice. Schimbările tehnice au fost rezultatul circulațiilor în buclă între sistemele interconectate și al schimburilor pentru reglajul frecvenței. Valoarea acestuia, cât și repartizarea lui pe granițe sunt reprezentate în graficele de mai jos.



Schimburi fizice pe granite in ziua caracteristica de vara - 23 iulie 2008



În perioada analizată s-au înregistrat următoarele valori ale consumului intern, luând în considerare pentru vârf numai zilele lucrătoare:

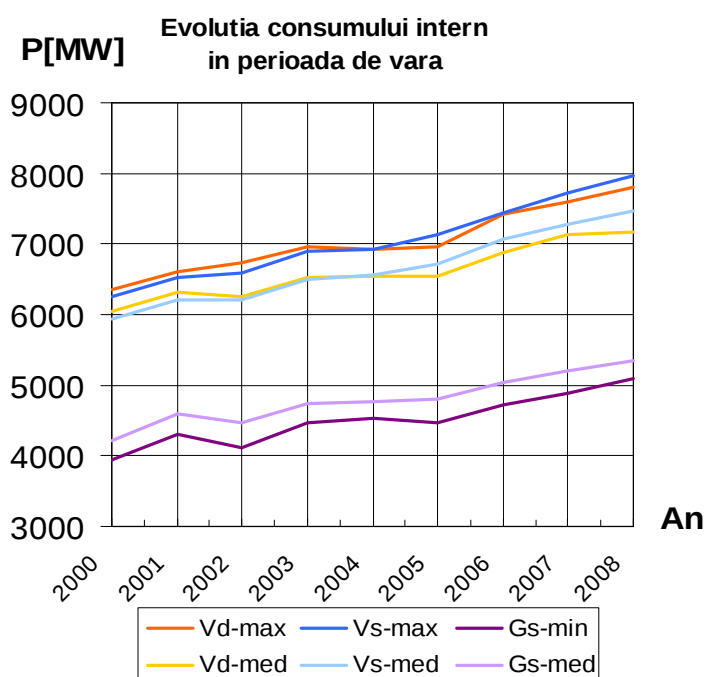
- în luna iulie 2008 puterea medie a vârfurilor de dimineată / seară este de 7540 / 7447 MW, iar valoarea maximă a vârfului de dimineată / seară a fost 7813 / 7718 MW,
- pentru cele 6 luni considerate, valoarea medie a consumului la vârf de dimineată/seară este de 7175 / 7474 MW, iar valoarea maximă la vârf de dimineată/seară a fost 7807 / 7975 MW,

Tabelul 2.1.1. Consumuri înregistrate în vara 2008

Realiz2008	Vd-max/ ora		Vd-med/ ora		Vs-max/ ora		Vs-med/ ora		Gs-min/ora		Gs-med/ ora	
Aprilie	8062	10	7616	10	8409	21	8023	21	4590	03	5531	03
Mai	7426	14	7093	10	7550	22	7246	22	5119	03	5259	03
Iunie	7938	13	7326	14	7721	22	7335	22	5119	06	5216	03
Iulie	7813	14	7540	14	7718	22	7447	22	5170	05	5310	05
August	7820	13	7385	13	8040	21	7450	21	5194	05	5357	05
Septembrie	7627	14	7400	13	8251	21	7918	22	5113	04	5347	04
Val.medie	7807		7175		7948		7474		5051		5355	

VD-Vârf de dimineata; VS-Vârf de seara; GS-Gol de sarbatoare

Pentru lunile iunie, iulie, august 2008 vârfurile maxime realizate au fost de 8040 MW, înregistrat în ziua de 28 august ora 21, tot în luna august înregistrându-se și temperatura maximă a verii 39°C. Golul minim al semestrului a fost înregistrat în ziua de luni 28 aprilie 2008 ora 7 având valoarea de 4590 MW (a 2a zi de Paști), iar valoarea medie a golului de sărbătoare pentru perioada analizată a fost de 5355 MW. Se observă că în lunile calduroase de vară, vârfurile de dimineată ating valoarea maximă în timpul amiezii, la orele 12-14, acest fenomen datorându-se utilizării tot mai mult a instalațiilor de climatizare și de răcire.



anul	Vd-max	Vs-max	Gs-min
2000	6360	6253	3941
2001	6607	6526	4300
2002	6728	6587	4119
2003	6963	6897	4459
2004	6925	6925	4539
2005	6962	7140	4476
2006	7436	7452	4714
2007	7588	7725	4892
2008	7807	7948	5051
anul	Vd-med	Vs-med	Gs-med
2000	6035	5945	4225
2001	6308	6220	4601
2002	6261	6214	4462
2003	6533	6509	4743
2004	6543	6576	4760
2005	6554	6720	4807
2006	6875	7067	5025
2007	7123	7279	5209
2008	7175	7474	5355

Evolutia în ultimii ani a vârfurilor curbei de consum intern în perioada de vară este crescătoare. Aceasta tendință este prezentată în graficul anterior.

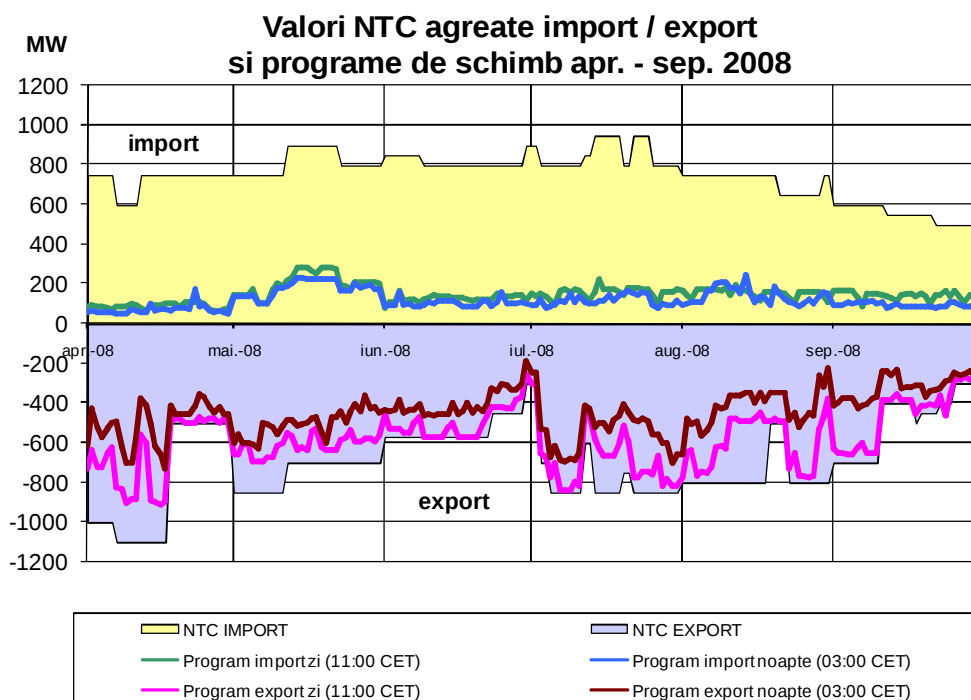
Se constata ca valorile maxime ale vârfului de dimineata si de seara sunt apropiate ca valoare, dar se pastreaza diferenta dintre ele. Cresterea vârfului mediu de seara este mai accentuata în comparatie cu cresterea vârfului mediu de dimineata.

Valorile considerate pentru VS mediu in studiul Planificarea operationala a SEN in vara 2008 au fost corect estimate, diferenta de cele realizate fiind de numai 0,35%. Valorile estimate pentru GS au fost mai severe (mai mici) fiind acoperitoare.

2008	VS md realizat	VS med prognozat	Eroare	GS med realizat	GS med prognozat	Eroare
Vara	7474	7500	0,35%	5355	5160	3,7%

In graficul urmator sunt prezentate valorile NTC calculate pentru cele 6 luni ale anului 2008 considerate perioada de vara si utilizarea acestora pentru realizarea importului / exportului.

Deoarece valoarea exportului pe timpul zilei si pe timpul noptii sunt diferite in mod regulat, s-a considerat mai sugestiva reprezentarea lor prin curbe separate pentru valori de zi / noapte.



2.1.2. Evolutia necesarului de energie electrica in vara 2009

Proгноza necesarului de energie electrica in vara anului 2009 ține seama de scenariile de evolutie a consumului, productiei si soldului in SEN, utilizate in cadrul analizelor efectuate (in perioada octombrie - noiembrie 2008) de SPPEE, din cadrul DPR - DT, pentru fundamentarea preturilor si cantitatilor de energie electrica din contractele reglementate pentru anul 2009.

In conformitate cu reglementarile ANRE, (*Codul Comercial al Pietei Anglo de Energie Electrica si Metodologia de stabilire a prețurilor și a cantităților de energie electrică vândute de producători pe bază de contracte reglementate și a prețurilor pentru energie termica livrata din centrale cu grupuri de cogenerare*), SPPEE a determinat, prin rulara programului Powrsym3, valorile corespunzatoare functionarii optime a ansamblului de centrale din SEN, pe baza prognozei orare de consum, sold si productie de energie electrica si respectiv a datelor tehnico-economice ale grupurilor producatoare, transmise de participantii la piata si aprobate de ANRE.

Tabelul 1: Scenariile de evolutie a consumului si productiei de energie electrică în anul 2009

TOTAL 2009	TWh	
	Scenariul 1	Scenariul 2
Consumul final de energie electrică (inclusiv autoconsum) + cpt RED	50,3	48,9
Consumul de energie electrică din RET + cpt RET	5,8	5,2
Consumul intern net de energie electrică	56,1	54,1
Consumul intern brut de energie electrică	61,2	59,0
Sold Import-Export	- 2,5	-2,5
Producția netă de energie electrică	58,6	56,6
Producția bruta de energie electrică	63,7	61,5

Corespunzator ambelor scenarii in Tabelul 2.1.2 din anexa 2.1.2, se prezinta evolutia lunara a cererii interne, a soldului si respectiv a productiei de energie electrică prognozata pentru vara anului 2009, cat si valorile lunare maxime si minime de putere.

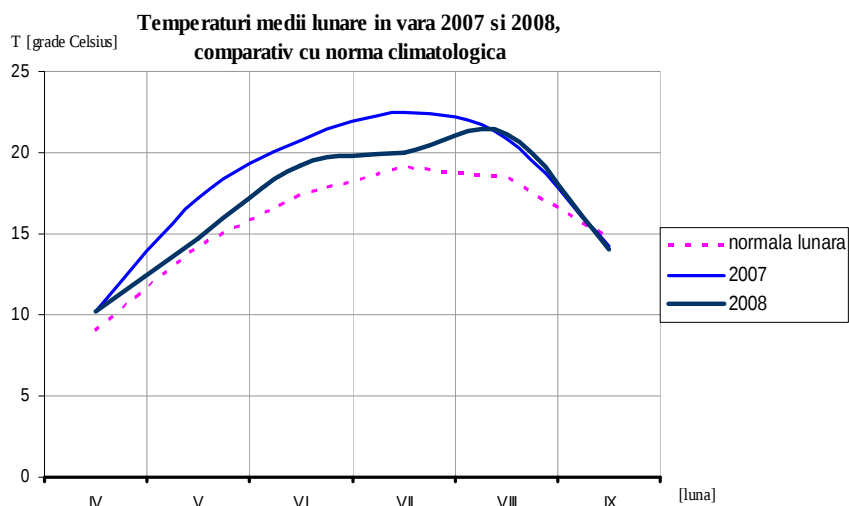
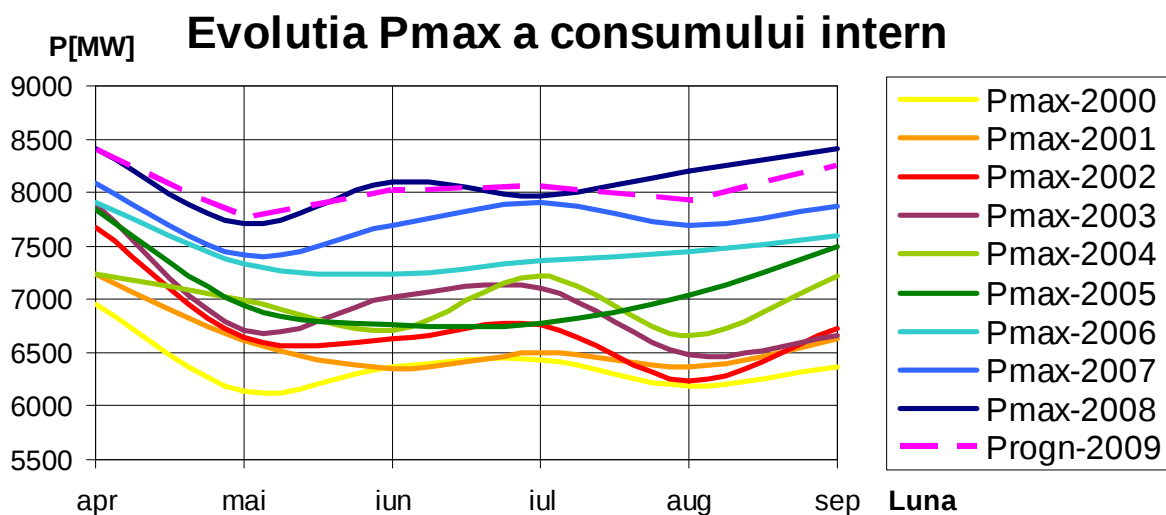
Dintre cele doua scenarii de consum / productie analizate (prezentate sintetic in tabelul 1), pentru care au fost efectuate rulari cu ajutorul programului Powrsym3, ANRE a utilizat efectiv la stabilirea contractelor reglementate pentru anul 2009, rezultatele orare corespunzatoare Scenariului 2, ce estimau o scadere de 2,2% si respectiv 5,1% a consumului brut, respectiv a productiei brute de energie electrica in 2009 fata de anul 2008.

2.1.3 Consumuri brute prognozate pentru vara 2009

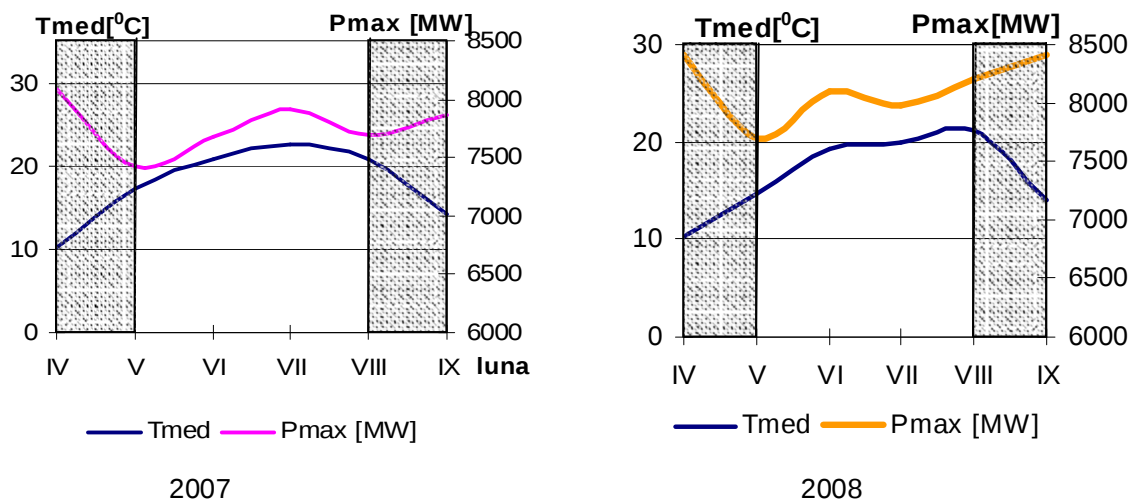
Conform estimarilor ANM vara 2009 se va caracteriza prin temperaturi medii ce se vor situa peste valorile climatologice in cea mai mare parte a tarii. Vor alterna intervalele cu vreme frumoasa si calduroasa in care temperaturile maxime pot depasi 35°C, cu intervale mai racoroase in care instabilitatea atmosferica va fi mare. Sunt de asteptat cantitati de precipitatii mai mari decat valorile normale local in vestul, centrul si nordul teritoriului, iar in rest vor fi apropiate de cele normale. Tinand cont de aceasta estimare meteorologica s-a utilizat in calcule Scenariul 1 care ia in considerare o situatie mai grea a functionarii SEN.

S-au analizat înregistrările consumului intern pentru perioada de vara din anii anteriori.

Luna	Pmax-2000	Pmax-2001	Pmax-2002	Pmax-2003	Pmax-2004	Pmax-2005	Pmax-2006	Pmax-2007	Pmax-2008	Progn-2009
apr	6951	7232	7669	7882	7230	7841	7899	8087	8409	8393
mai	6137	6614	6641	6707	6989	6946	7336	7421	7701	7755
iun	6362	6345	6625	7027	6704	6755	7230	7684	8097	8013
iul	6434	6501	6758	7101	7213	6771	7364	7908	7970	8054
aug	6182	6373	6234	6474	6662	7037	7453	7695	8201	7917
sep	6362	6628	6724	6660	7219	7491	7597	7870	8416	8247



Se observa ca variatia sarcinii in lunile calduroase de vara mai - august este puternic influentata de variatia temperaturii, observandu-se o similitudine a curbei Tmed si a Pmax in aceasta perioada a anului. Se observa ca in 2007 cand a fost un iulie canicular valoarea maxima a verii a fost in iulie, in timp ce in 2008 maxima verii este inregistrata in august, cand s-au inregistrat temperaturi caniculare.



Soldul pentru perioada analizata a fost stabilit pe baza estimarilor din cadrul subgrupeii UCTE **Subgroup Network Models and Forecast Tools**. Prognostele schimburilor de energie electrica pentru vara 2009 s-au stabilit pe baza situatiei din vara 2008 si tinând cont de estimarile consumurilor si productiei pentru 2009. La palierule caracteristice se estimeaza atingerea urmatoarelor valori ale consumului intern, soldului si productiei de energie electrica:

Palierul	Consumul intern (MW)	Consum in insula	Soldul exp (MW)	Productia (MW)
vârf mediu de seara (VS) vara 2 U CNE	7900	130	600	8370
vârf mediu de seara (VS) vara 1 U CNE	7900	130	600	8370
golul med de sărbătoare (GS) 2 U CNE	5200	75	400	5525

În consumul prognozat sunt cuprinse si consumurile serviciilor proprii ale centralelor între 650 MW la palierul vârf si 585 MW la golul de sarbatoare (valori în functie de palierul de sarcină si de nivelul productiei în centralele pe cărbuni si numarul de unitati in functiune in CNE) .

2.2. Capacitati de productie

In tabelul 2.2 este prezentata situatia capacitatilor de productie din SEN pentru vara 2009, conform datelor prezentate pentru raportul UCTE „System Adequacy Forecast 2009-2020”. Valorile corespund zilei de a3a miercuri a lunii iulie 2009 ora 11.00.

Tabelul 2.2

[MW]

CAPACITATEA INSTALATA in SEN		P net
	Puterea instalata in SEN:	
1	centrale hidroelectrice	5944
2	centrale nucleare	1300
3	centrale termoelectrice conventionale	9394
4	resurse energetice regenerabile	42
5	alte centrale	0
6	Puterea instalata in SEN [6=1+2+3+4+5]	16680
7	Putere indisponibila (Reducere permanenta+temporara)	3425
8	Putere in reparatie planificata	1463
9	Putere in reparatie accidentala	954
10	Rezerva de putere pt servicii de sistem	1200
11	Puterea disponibila [11=6-(7+8+9+10)]	9638
12	Consum intern la varf	8107
13	Capacitate neutilizata [13=11-12]	1531
	Capacitati de transport in interconexiune	
15	Capacitati de import	1850
16	Capacitati de export	1550
Comb: carbune hidrocarburi ape diferiti combustibili nuclear regenerabili		

confidential

2.3. Variantele de balanta

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

Cod bal	Productie SEN (MW)	Insula de Consum (MW)	Consum SEN (MW)	Palier	Productia în centrale mari (MW)				Sold Exp. (MW)	Centrale mici (MW)	ΔP_{sp} (MW)
					Termocentrale		CNE	Hidro			
					Cârb	Hidrocarb					
1	8370	130	7900	VS	3355	905	1400	2490	600	220	650
2	8370	130	7900	VS	3645	1055	700	2750	600	220	645
3	5525	75	5200	GS	2625	530	1400	750	400	220	585

În anexa 2.3.1 **confidential** sunt prezentate productiile în centrale în cele 3 variante de balanță analizate la functionarea SEN în vara 2009.

Anexele 2.3.2, 2.3.3 contin structura pe resurse a productiei în SEN corespunzatoare balantelor 1, 2, 3 în valori absolute si în procente.

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

2.4 Servicii de sistem

In programarea functionarii grupurilor s-a tinut cont de rezervele necesare si/sau contractate pentru realizarea serviciilor de reglaj primar si secundar al frecventei.

Conform regulilor UCTE, rezerva care trebuie furnizata de România pentru reglajul primar este de 63 MW, ceea ce inseamna o rezerva de cca. 1,3% din puterea nominala a grupurilor in rotatie calificate pentru furnizarea acestui serviciu de sistem.

Conform Codului Comercial al Pietei Anglo de Energie Electrica, achizitionarea rezervelor necesare functionarii sigure a SEN se realizeaza prin contracte bilaterale si prin licitatie. Contractele bilaterale sunt contracte cu cantitati si preturi reglementate, incheiate între Transelectrica si producatorii detinatori de unitati de productie calificate pentru furnizarea serviciilor tehnologice de sistem. Pentru banda de reglaj secundar si rezerva de reglaj tertiar rapid, achizitionarea rezervelor necesare se face numai in regim reglementat.

Achizitionarea diferentelor dintre cantitatile de servicii contractate pe baza reglementarilor ANRE si cantitățile necesare, stabilite de CN Transelectrica SA UNO-DEN pe baza criteriilor de siguranță in functionare a SEN, se realizeaza prin licitatii desfășurate in conformitate cu prevederile Codului Comercial al Pietei de Anglo de Energie Electrica si în limitele resurselor financiare disponibile.

Se organizeaza lunar licitatii pentru achizitionarea rezervei de capacitate (integral prin licitatie) si pentru achizitionarea rezervei de reglaj tertiar lent in limita diferentelor între cantitatile reglementate si totalul necesar CN Transelectrica.

confidential

In anexa 2.4.1 **confidential** este prezentata acoperirea rezervei de reglaj primar, a benzii de reglaj secundar frecventa-putere, a rezervei tertiare rapide, de catre grupurile calificate pentru aceste servicii tehnologice de sistem, pentru diferitele tipuri de balante de productie estimate pentru vârf de sarcina (balanta 1) si gol de sarcina (balanta 3), cu 2 unitati in functiune la CNE Cernavoda, cât si pentru balanta 2 cu 1 unitate in functiune la CNE Cernavoda.

Rezerva minut estimata a fi asigurata la vârf / gol de sarcina este de 1100 / 950 MW. Aceasta rezulta din insumarea semibenzii pozitive de reglaj secundar si a rezervei tertiare rapide furnizate de grupuri cu pornire rapida sau aflate in rotatie (vezi tabelul 2.4).

Începând cu 1 august 2007, ca urmare a ordinului ANRE nr. 19/13.07.2007, este in functiune Piata de capacitate in scopul refacerii rapide a rezervelor in SEN, in situatia in care exista riscul diminuarii accentuate a acestora. Modul de stabilire, implementare si utilizare a acestor rezerve este stabilit in metodologia provizorie de functionare a pietei de servicii tehnologice de sistem – rezerva de capacitate,

metodologie valabila pâna în 31.12.2009, când se estimeaza ca vor intra în vigoare procedurile operationale aflate in prezent la ANRE spre aprobare.

Tabel 2.4

Tipul rezervei	Rezerva minut [MW]	
	VS*	GS
Semibanda reglaj secundar	300	150
Rezerva tertiara rapida	800	800
Rezerva tertiara lenta	700	700
Rezerva de capacitati	400	400

*intervalul de variatie rapida a sarcinii VD/VS

Tabelele 2.4.3.1 si 2.4.3.2 **confidential** contin participarea diferitilor furnizori de servicii tehnologice de sistem, care pot asigura servicii de sistem in conditiile de balanta date, la asigurarea rezervelor de putere contractate.

3. REGIMURI DE FUNCTIONARE A SEN

Acest capitol are ca scop analiza regimurilor stationare de functionare a SEN in perioada 1 aprilie 2009-30 septembrie 2009.

S-a considerat SEN functionand interconectat cu reseaua UCTE si Ucraina de Vest.

Modelul retelei externe pentru palierul de varf de vara este cel prognozat pentru vara 2009, realizat pe baza datelor furnizate in cadrul grupului de lucru NM&FT.

Modelul retelei externe pentru palierul de gol este corespunzator golului de vara 2009.

Liniiile de interconexiune ale SEN sunt:

- Linia 400kV Portile de Fier-Djerdap
- Linia 400kV Rosiori-Mukacevo;
- Linia 400kV Tantareni-Koslodui, un circuit;
- Linia 400kV Arad-Sandorfalva;
- Linia 400kV Isaccea-Dobrudja;
- Linia 400kV Nadab-Bekescsaba. Se mentioneaza ca statia Nadab este conectata doar cu statia Arad, nu si cu statia Oradea;

S-a considerat insula pasiva de consum pe linia 400kV Isaccea-Vulcanesti.

Au fost analizate regimuri stationare de functionare:

- in scheme de calcul;
- in variante de scheme cu echipamente retrase din exploatare pe un interval mai scurt din perioada studiata;
- in scheme cu retrageri din exploatare pentru mentenanta minora (IT si RT).

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

- incadrarea tensiunilor si curentilor in limitele admisibile in regimuri de durata cu respectarea criteriului de siguranta (N-1);
- optimizarea ploturilor de functionare pentru (auto)transformatoarele de sistem si transformatoarele de bloc modelate in functiune in scopul reducerii pierderilor in SEN si al evitarii injectiei de reactiv din reseaua de distributie;
- determinarea restrictiilor in functionare;
- debucularea retelei de 110kV in toate zonele in care aceasta este in paralel cu reseaua de 220 si 400kV si sunt respectate criteriile de calitate a energiei electrice si de siguranta ;
- identificarea necesitatilor de utilizare a benzii secundare de reactiv;
- determinarea congestiilor in zona Bucuresti;
- capacitatile de schimb (NTC).

3.1 SCHEMA DE CALCUL

S-a analizat o schema de calcul de baza pentru fundamentarea schemei normale de functionare a SEN in vara 2009, conform temei avizate (aviz nr. 7 / 27.01.2009).

Schema de calcul de baza include retragerile de echipamente care acopera cea mai mare parte a perioadei analizate. Ea face parte din tema studiului, prezentata, impreuna cu avizul corespunzator, in Anexa 1.

De asemenea s-a analizat si o schema de calcul pe perioada opririi unitatii 2 CNE Cernavoda.

Lista echipamentelor considerate indisponibile in schemele de calcul , precum si a celor puse in functiune fata de perioada de iarna 2008-2009, este prezentata la paragrafele 3.2.1.1 si 3.2.1.2

Propunerea finala de schema normala de functionare a SEN este prezentata in Anexele 3.1 si 3.2 pentru reseaua de 220 si 400kV, respectiv 110kV.

3.2 VARIANTE DE REGIMURI ANALIZATE

Variantele de regim analizate sunt prezentate in tabelul 3.1.

Tabel 3.1

Regim	Variante de balanta	Palier de consum	Schema de calcul	Productie SEN [MW]	Prod. in centrale pe carbune [MW]	Productia in CNE [MW]	Varianta de interconectare a SEN	Sold export
R1	Bal.1	VSV	de baza	8370	3355	1400	LEA 400kV PdF-Djerdap LEA 400kV Tantareni-Kozlodui, 1c LEA 400kV Isaccea-Dobrudja	600
R2	Bal.2	VSV	cu o unitate CNE	8370	3645	700	LEA 400kV Arad-Sandorfalva LEA 400kV Rosiori-Mukacevo LEA 400kV Nadab-Bekescsaba	600
R3	Bal.3	GS	de baza	5525	2625	1400	Insula pasiva de consum Isaccea-Vulcanesti	400

3.2.1 Echipamente indisponibile si modificari fata de schema perioadei anterioare

3.2.1.1 Schema de calcul de baza

Echipamentele considerate indisponibile sau retrase din exploatare (conform PAR 2009 avizat), in schema de calcul se raporteaza fata de iarna 2008-2009.

In statia Isalnita se continua lucrarile de modernizare a circuitelor primare.

- Este retras AT1 220/110kV Isalnita;

In statia noua 220kV sunt in functiune linia 220kV Gradiste, Craiova N.-Isalnita 1, TA7, AT2 220/110kV

In statia veche 220kV sunt in functiune linia 220kV Craiova N.-Isalnita 2, TA8

In statia Cernavoda se efectueaza lucrari de RTh. Se retrage din exploatare:

- linia 400kV Pelicanu-Cernavoda

In statia Darste este indisponibil:

- T 400/110kV Darste

In statia Gheorghieni se efectueaza lucrari de RK si modernizare statie. Se retrage din exploatare:

- AT1 220/110kV Gheorghieni

In statia Pestis se efectueaza lucrari de RK si instalare SCP. Ca urmare se retrage din exploatare toata statia.

Lucrarile constau in realizarea a doua linii lungi:

- linia 220kV Mintia - (Pestis) - Hasdat, formata din L 220kV Mintia-Pestis circ. 1 suntata cu linia 220kV Pestis-Hasdat

- linia 220kV Mintia - (Pestis) - Otelarie Hunedoara, formata din L 220kV Mintia-Pestis, circ. 2 suntata cu linia 220kV Pestis-Otelarie Hunedoara.

Nu este inca finalizata si data in exploatare linia de 400kV Nadab-Oradea.

In statia Gadalin se efectueaza lucrari de RTh. Ca urmare se retrage din exploatare toata statia.

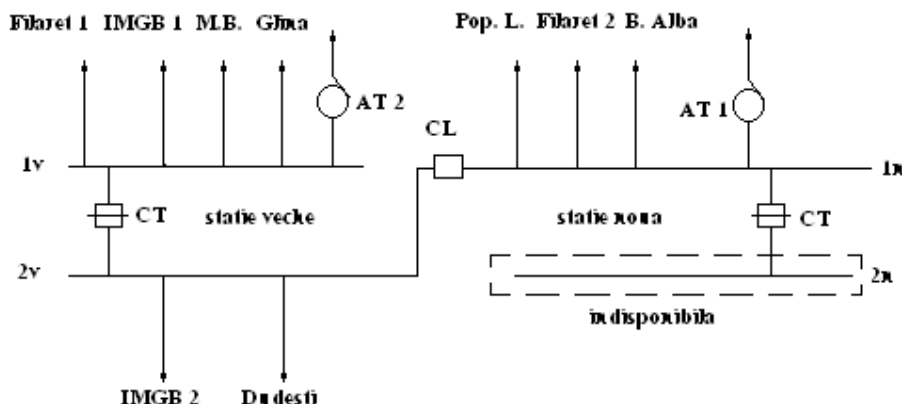
Lucrarile presupun realizarea liniei lungi 400kV Iernut-Rosiori.

In statia Gura Ialomitei se efectueaza lucrari de RTh, conform programului de retrageri avizat.

- T3 400/110kV este indisponibil, in vederea relocarii in statia Domnesti

In statia Domnesti se considera pus in functiune sub numele de T5 400/110kV, fostul trafo T3 400/110kV relocat din statia 400/110kV Gura Ialomitei. Detalii in cap. 3.4

In statia Bucuresti Sud 110kV se desfasoara lucrari de RK. Distributia considerata in statia 110kV Buc. Sud este prezentata mai jos:



Daca in perioada 01.04.09-30.09.09 se disponibilizeaza B2N, concluziile prezentului studiu nu se modifica.

In statiile Roman Nord si Suceava se considera incheiate lucrarile de re tehnologizare (RTh) conform proiectului de trecere a axei Gutinas-Bacau Sud-Roman Nord-Suceava la 400kV, fiind in functiune inclusiv T 400/110kV Suceava. CS Suceava se retrage definitiv din exploatare.

In statia CHE Lotru este indisponibil AT 220/110kV Lotru.

In statia Baia Mare3 se efectueaza lucrari de RK. Se retrag din exploatare:

- Succesiv, cele doua AT 220/110kV, acoperind aproximativ intreaga perioada de studiu.

In statia FAI se efectueaza lucrari de RK. Se retrag din exploatare:

- Succesiv, cele doua AT 220/110kV, acoperind aproximativ intreaga perioada de studiu.

In statia Gutinas se retrag succesiv AT3 si AT4 220/110kV, acoperind aproximativ intreaga perioada de studiu.

3.2.1.2 Schema de calcul cu o unitate CNE

In perioada opririi unei unitati CNE (intre saptamanile 20 – 24), schema de calcul utilizata in analiza cuprinde aceleasi retrageri si indisponibilitati ca la 3.2.1.1 (schema de calcul de baza) si in plus:

- In statia Cernavoda se retrag din exploatare, pe rand, liniile 400kV Tulcea-Constanta (RT, RTh) si Cernavoda-Tulcea (RT, MP).
- In statia FAI 220kV se efectueaza lucrari de RK si se va retrage linia 220kV FAI-Munteni.
- In statia Baia Mare 3 220kV se efectueaza lucrari de RK si se va retrage linia 220kV Baia Mare-Iernut.
- Se efectueaza lucrari de RK pentru liniile 220kV Craiova N. – Sardanesti si Sardanesti – Urechesi, pe portiunea dublu circuit.
- In statia Mintia se retrage AT3 400/220kV Mintia pentru lucrari RT.
- In statia Ungheni se retrage AT1 220/110kV pentru lucrari de RC.

3.2.1.3 Scheme suplimentare

In statiile 400/110kV Gura Ialomitei, 220kV Baia Mare si statia 220/110kV FAI se efectueaza lucrari etapizate de RTh, respectiv RK pentru ultimele doua instalatii.

Se va analiza din punct de vedere al respectarii criteriului N-1 fiecare etapa de lucrari cuprinsa in intervalul aprilie – septembrie 2009, conform esalonarii saptamanale din Planul Anual de Retrageri 2009.

3.2.1.3.1 Statia 400/110kV Gura Ialomitei

Lucrarile in statia Gura Ialomitei incep in saptamana 31, dupa PIF linia 400kV Cernavoda-Pelicanu si continua pana la sfarsitul anului.

Se va analiza perioada cuprinsa intre saptamanile 31-39.

Retragerile sunt prezentate grafic in diagrama de mai jos:

□ Rth G. Ialomitei

[illegible]

Saptmana 31-32

Retrase :

- Linia 400kV Bucuresti Sud-Gura Ialomitei
- Linia 400kV Gura Ialomitei-Cernavoda, circ. 2

Saptamana 33-36

Retrase :

- Celula liniei 400kV Bucuresti Sud in statia 400kV Gura Ialomitei
- Celula liniei 400kV Cernavoda, circ. 2 in statia 400kV Gura Ialomitei
- Linia 400kV Gura Ialomitei-Lacu Sarat

In funcțiune:

- Linie lunga 400kV Bucuresti Sud-Cernavoda

Sapatamana 37-38

Retrase :

- Celula liniei 400kV Bucuresti Sud in statia 400kV Gura Ialomitei
- Celula liniei 400kV Cernavoda, circ. 2 in statia 400kV Gura Ialomitei
- Linia 110kV Gura Ialomitei-Tandarei
- Linia 110kV Gura Ialomitei-Slobozia Sud

In funcțiune:

- T3 400/110kV in statia noua Gura Ialomitei
- Linia 400kV Gura Ialomitei-Lacu Sarat in statia noua Gura Ialomitei
- Legatura provizorie la 400kV intre statia veche si statia noua Gura Ialomitei

Observatie:

In functiune in continuare linia lunga 400kV Bucuresti Sud-Cernavoda

Alte elemente retrase in zonele invecinate:

- AT 220/110kV Mostitea
- Linia 220kV Bucuresti Sud-Ghizdaru, c1 cu derivatie Mostitea
- Linia 220kV Bucuresti Sud-Ghizdaru, c2
- Linia 400kV Isaccea-Lacu Sarat (4 zile in saptamana 37)
- Linia 400kV Smardan-Lacu Sarat (3 zile in saptamana 37, dar nu simultan cu cele in care se retrage linia 400kV Isaccea-Lacu Sarat)

- T1 400/110kV Domnesti, dar sunt in functiune este T2 si T 5 400/110kV in statia 400/110kV Domnesti
- Unul dintre T1,2 400/110kV Constanta Nord

Sapatamana 38-39

Retrase:

- Celula liniei 400kV Bucuresti Sud in statia 400kV Gura Ialomitei
- Celula liniei 400kV Cernavoda, circ. 2 in statia 400kV Gura Ialomitei
- Linia 110kV Gura Ialomitei-Baraganu
- Linia 110kV Gura Ialomitei-Insuratei
- Linia 110kV Gura Ialomitei-Cuza Voda

In functiune:

- T3 400/110kV in statia noua Gura Ialomitei
- Linia 400kV Gura Ialomitei-Lacu Sarat in statia noua Gura Ialomitei
- Linia 110kV Gura Ialomitei-Tandarei in statia noua 110kV Gura Ialomitei
- Linia 110kV Gura Ialomitei-Slobozia Sud in statia noua 110kV Gura Ialomitei

Observatie:

Este in functiune in continuare linia lunga 400kV Bucuresti Sud-Cernavoda.

Alte elemente retrase in zona:

- AT 220/110kV Mostistea
- Linia 220kV Bucuresti Sud-Ghizdaru, c1 cu derivatie Mostistea
- Linia 220kV Bucuresti Sud-Ghizdaru, c2
- T2 400/110kV Domnesti, dar sunt in functiune este T2 si T 5 400/110kV in statia 400/110kV Domnesti
- T2 400/110kV Tulcea Vest

3.2.1.3.2 Statia 220kV Baia Mare 3

Retragerile sunt prezentate grafic in diagrama de mai jos:

■ RK Baia Mare

	Luna/saptamana											ianuarie											februarie											martie											aprilie											mai											iunie											iulie											august											septembrie											octombrie											noiembrie											decembrie																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																														
Denumire echipament	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																						
BaiaMare3-Rosiori 1						2																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																													</

Lucrarile in statia Baia Mare 3 incep in saptamana 5 si se incheie in saptamana 51. In perioada de analiza sunt urmatoarele subperioade:

Saptamana 14-15

Retrase:

- Linia 220kV Baia Mare 3- Rosiori, circ. 2
- Linia 220kV Baia Mare 3- Rosiori, circ. 1 (saptamana 15, in 8-9.04.09)
- O bara 220kV Baia Mare 3 (saptamana 15, in 8-9.04.09)
- Linia 220kV Baia Mare-Tihau (saptamana 15, in 10.04.09)
- BTf 220kV (saptamana 15, in 10.04.09)

Alte elemente retrase in zona:

- Linia 400kV Rosiori-Mukacevo (saptamana 15, in 6-10.04.09)
- AT 400/220kV Rosiori (saptamana 14, duminica 5.04.09)

In statia Baia Mare 3 sunt in functiune ambele AT 220/110kV.

Nu au inceput inca lucrarile in statia Gadalin.

Saptamana 17-27

Retrase:

- Linia 220kV Baia Mare-Iernut (din saptamana 17, 23.04.09 – 2.07.09, in saptamana 27)
- AT1 220/110kV Baia Mare (din saptamana 17, 23.04.09 – 2.07.09, in saptamana 27), e considerata retragere de lunga durata si e cuprinsa in lista de retrageri din schema de calcul
- O bara 220kV din statia Baia Mare 3 (saptamana 17 in 23-24.04.09 si saptamana 27 in 2.07.09)

Alte elemente retrase in zona:

- Linia 220kV Ungheni-Iernut, unul din circite (c1 pentru 4 zile in saptamana 20, c2 pentru 4 zile in saptamana 21)
- Linia 220kV C. Turzii-Iernut (in saptamana 19, pentru 2 zile)

In saptamana 17, pe 25.04.09 incep lucrarile in statia Gadalin (se retrag liniile 400kV Gadalin-Iernut, Gadalin-Rosiori, Gadalin-Cluj Est si T 400/110kV Cluj Est, iar din saptamana 18 se creaza linia lunga Rosiori-Iernut).

Saptamana 28-38

Retrase:

- AT2 220/110kV Baia Mare (e considerata retragere de lunga durata si e cuprinsa in lista de retrageri din schema de calcul)
- CT 220kV Baia Mare 3 (in statia Baia Mare 3 functioneaza B1 220kV P1 si B1 220kV P3+P4)
- Linia 220kV Baia Mare 3- Rosiori, circ. 1+2 (saptamana 38, duminica 20.09.09)
- Linia 220kV Baia Mare-Tihau (saptamana 38, duminica 20.09.09)

Alte elemente retrase in zona:

- T 400/110kV Oradea (saptamana 30-32, intre 20.07.09-9.08.09)
- Linia 400kV Rosiori-Mukacevo (saptamana 37, intre 7-11.09.09)

Se continua lucrarile in statia Gadalin.

Sapatamana 39-40

Retrase:

- AT2 220/110kV Baia Mare (e considerata retragere de lunga durata si e cuprinsa in lista de retrageri din schema de calcul)
- Linia 220kV Baia Mare 3- Rosiori, circ. 1
- Bara 2 220kV Baia Mare 3 (in statia Baia Mare 3 functioneaza B1 220kV P1 si B1 220kV P4)

Se continua lucrarile in statia Gadalin.

De asemenea, linia 110kV Salonta-Chisinau Cris este conectata, CT Vascau este deconectata, iar AT 220/110kV Salaj si linia 220kV Tihau-Salaj sunt in functiune.

3.2.1.3.3 Statia FAI

Retragerile sunt prezentate grafic in diagrama de mai jos:

■ RK FAI

Saptamana 1 incepe cu ziua de luni 29.12.2008																																																				
Nr.	Luna/saptamana	ianuarie	februarie	martie	aprilie	mai	iunie	iulie	august	septembrie	octombrie	noiembrie	decembrie																																							
crt	Denumire echipament	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51
2	Suceava-FAI														7	7	7	7	7	7	7																															
4	FAI-Gutinas																																																			
3	FAI-Munteni																																																			
14	FAI AT1 220/110kV																																																			
15	FAI AT2 220/110kV																																																			

In perioada de analiza sunt urmatoarele subperioade:

Saptamana 21-27

Retrase:

- Linia 220kV FAI-Munteni
- AT1 220/110kV FAI (retragere de lunga durata cuprinsa in lista de retrageri din schemele de calcul)

Saptamana 28

Retrase:

- AT1 220/110kV FAI

Saptamana 29-34

Retrase:

- Linia 220kV FAI-Suceava
- AT1 220/110kV FAI (saptamana 29-31): retragere de lunga durata cuprinsa in lista de retrageri din schemele de calcul
- AT2 220/110kV FAI (saptamana 32-34): retragere de lunga durata cuprinsa in lista de retrageri din schemele de calcul

Saptamana 35

Retrase:

- AT2 220/110kV FAI: retragere de lunga durata, cuprinsa in lista de retrageri din schemele de calcul

Alte elemente retrase in zona:

- linia 220kV Gutinas-Munteni (4 zile) / linia 220kV FAI-Munteni (3 zile)

Saptamana 36-37

Retrase:

- linia 220kV FAI-Gutinas
- AT2 220/110kV FAI: retragere de lunga durata, cuprinsa in lista de retrageri din schemele de calcul

Saptamana 38-39

Retrase:

- linia 220kV FAI-Gutinas

3.2.1.3.4 RK L 220kV Sardanesti –Urechesti si Sardanesti-Craiova N, pe portiunea dublu circuit

Se mentioneaza verificarea criteriului N-1 se face pe schema de calcul cu o unitate CNE in functiune.

Saptamana 23-26

Retrase:

- linia 220kV Sardanesti-Urechesti (24-26)
- linia 220kV Sardanesti-Craiova Nord (23-25)
- AT 220/110kV Sardanesti (24)

Alte elemente retrase in zona:

- AT1 220/110kV Isalnita (e considerata retragere de lunga durata si e cuprinsa in lista de retrageri din schema de calcul)

Se mentioneaza verificarea criteriului N-1 se face pe schema de calcul cu o unitate CNE in functiune.

3.2.1.3.5 Statia 220kV Isalnita

Retragerile sunt prezentate grafic in diagrama de mai jos:

RTh Isalnita

Saptamana 1 incepe cu ziua de luni 29.12.2008																																																				
Nr.	Luna/saptamana	ianuarie			februarie			martie			aprilie			mai			iunie			iulie			august			septembrie			octombrie			noiembrie			decembrie																	
crt	Denumire echipament	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	32	33	34	35	36	37	38	39	40	41	42	43	44	45	46	47	48	49	50	51
81	AT1 200MVA Isalnita	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	
82	AT2 200MVA Isalnita	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	

Saptamana 24-35

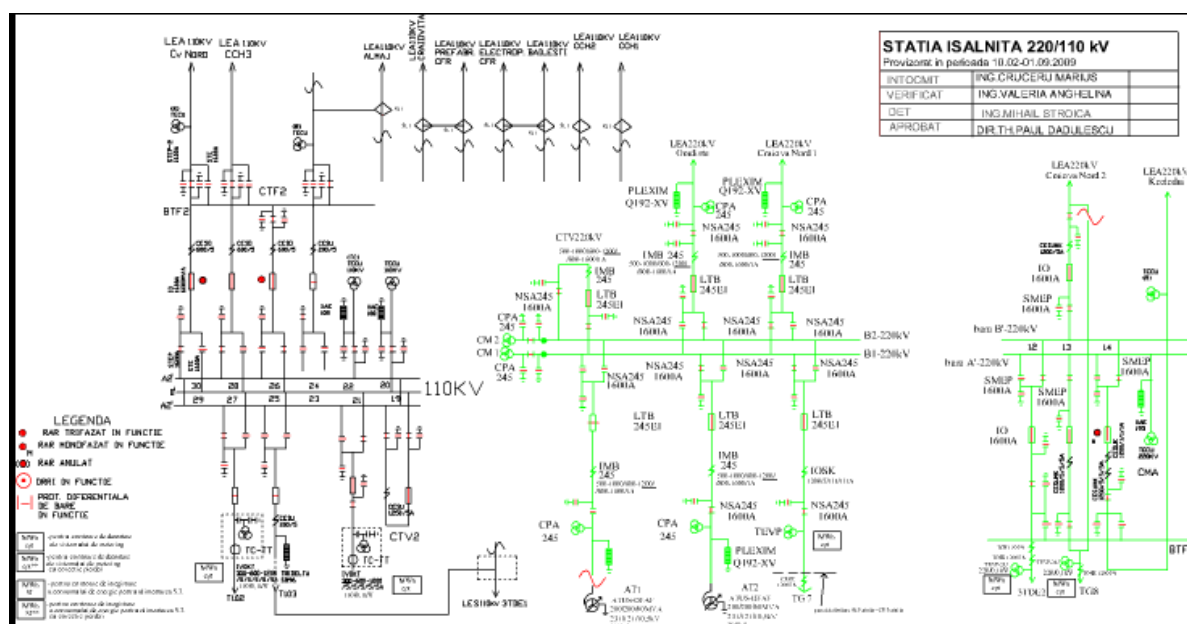
Retrase

- AT1 220/110kV Isalnita (e considerata retragere de lunga durata si e cuprinsa in lista de retrageri din schema de calcul)

Alte elemente retrase in zona:

- linia 220kV Sardanesti-Urechesti (24-26)
- linia 220kV Sardanesti-Craiova Nord (23-25)
- AT 220/110kV Sardanesti (24)

Schema statiei Isalnita pe perioada retragerii AT1 220/110kV Isalnita are in statia veche TA8, c2 al liniei 220kV Craiova, iar in statia noua TA7, c1 al liniei Craiova, linia 220kV Gradiste si AT2 220/110kV. Cele doua statii de 220kV (veche si noua) nu au legatura provizorie intre ele. In statia 110kV CT este conectata.



In toate schemele de calcul, de baza, cu o unitate CNE si suplimentare :

- la modelarea transformatoarelor si autotransformatoarelor s-au utilizat parametrii unitatilor de transformare puse in functiune ca urmare a incheierii lucrarilor de re tehnologizare in Buc. Sud, Gutinas, Brazi Vest, Iernut, Sibiu;
- se functioneaza in continuare cu liniile 110kV Fagaras-Hoghiz si Copsa Mica-Medias si CT 110kV Sibiu conectate, deoarece exista un singur transformator 400/110kV in statia Sibiu;
- CT din Tamaveni este conectata, fiind deconectata linia 110kV Tamaveni-Medias;
- se considera consumul insulei pasive din zona Smardan 110kV, alimentat din linia 400kV Vulcanesti-Isaccea;
- bobina de compensare 110kV din statia Fundeni este indisponibila, datorita utilizarii celulei sale de catre un trafo de 110kV/m
- bobina de compensare 400kV din statia Domnesti este retrasa definitiv.

3.3 ANALIZA REGIMURILOR DE FUNCTIONARE

Pentru analiza regimurilor de functionare in toate schemele de calcul descrise la paragraful 3.2.1 generatoarele cu o putere instalata de cel putin 50MW au fost modelate la medie tensiune. Suplimentar s-au modelat generatoarele din CHE Gogosu, Portile de Fier II, Remeti, Munteni, cu puteri instalate mai mici de 50MW.

Grupurile generatoare modelate la medie tensiune (la borne) in schemele de calcul sunt prezentate in anexa 3.14.

Stabilirea schemei de calcul de baza s-a facut pornind de la topologia prezentata in paragraful 3.2.1.1, balanta bal.1 si tinand cont ca fiecare transformator de bloc modelat va avea comutatorul de ploturi fixat pe aceeasi pozitie pe intreaga perioada analizata.

Alegerea ploturilor de functionare a transformatoarelor bloc s-a facut iterativ, urmarind sa fie satisfacut criteriul N-1 atat in regimul corespunzator palierului VSV (bal. 1, schema de calcul de baza) cat si in cel corespunzator palierului GS (bal. 3, schema de calcul de baza).

Odata stabilite ploturile transformatoarelor bloc, s-a optimizat iterativ regimul obtinut in etapa anterioara, verificand la fiecare iteratie si satisfacerea criteriului N-1.

Functia obiectiv a procesului de optimizare a tinut cont de minimizarea consumului propriu tehnologic din retea, urmarind simultan si aducerea functionarii generatoarelor in regim inductiv, respectarea limitelor de tensiune in nodurile generatoare (de tip PU), incadrarea in limite a tensiunilor pe barele transformatoarelor si autotransformatoarelor, precum si evitarea utilizarii benzii secundare de reactiv.

Parametri de reglaj au fost tensiunile impuse la bornele generatoarelor si ploturile transformatoarelor si autotransformatoarelor de sistem.

3.3.1 Functionarea in schema de calcul de baza

Sunt prezentate regimurile din punct de vedere al tensiunilor, circulatiilor de putere activa si reactiva si al consumurilor proprii tehnologice in retea.

A. Circulatii de putere

Incarcarile liniilor de 110-400kV pot depasi in unele cazuri puterea naturala corespunzatoare nivelului respectiv de tensiune. Pentru regimul de baza R1, situatia este urmatoarea:

Linii 400kV incarcate peste P natural	Linii 220kV incarcate peste P natural	Linii 110kV incarcate peste P natural
-	Slatina-Craiova Portile de Fier-Resita, c1+c2 Slatina-Gradiste Isalnita -Craiova, c2 Isalnita -Gradiste Tr. Magurele-Craiova Buc. Sud-Fundeni, c2 Bradul-Targoviste, c2 Iernut-Ungheni, c1	-

Liniile de 110kV sunt incarcate sub 75% din valoarea maxima de durata a curentului limita termic corespunzator temperaturii de 30°.

Se constata ca, fata de vara 2008, in vara 2009 nu se mai depaseste puterea naturala pe nici o linie de 400kV interna sau de interconexiune.

Circulatiile de putere in reteaua de 220-400kV in schema de calcul de baza, la palierul VSV si GS, realizate cu aplicatia Neplan, sunt prezentate in anexa 3.3.

B. Nivel de tensiune

Nivelul de tensiune din SEN este determinat de gradul de utilizare a mijloacelor de compensare a reactivului: starea operativa a bobinelor, ploturile de functionare ale autotransformatoarelor si transformatoarelor de sistem si bloc, nivelul de tensiune impus la bornele generatoarelor, marimea benzii de putere reactiva la generatoare (primara sau secundara).

Lista bobinelor de reactanta in regimurile R1, R2, R3 este prezentata in anexa 3.9

Ploturile de functionare ale transformatoarelor si autotransformatoarelor de sistem pentru regimul de baza R1, R2, R3 sunt prezentate in anexa 3.8

Ploturile de functionare ale transformatoarelor bloc ale grupurilor in functiune in balanta 1 in perioada de analiza a studiului sunt prezentate in anexa 3.14.

In ceea ce priveste regimul R3, corespunzator palierului GS (bal. 3, schema de calcul de baza), au fost necesare masurile:

- conectarea tuturor bobinelor disponibile, cu exceptia:
 - bobinei 400kV din Gadalin
 - unei bobine 400kV din Cernavoda
 - bobinei 110kV din Fundeni -unde nu e disponibila celula-,
 - bobinei 110kV din Domnesti –retrasa definitiv-.

Starea operativa a bobinelor este prezentata in Anexa 3.9.

- ploturile de functionare ale transformatoarelor si autotransformatoarelor de sistem pentru regimul R3 sunt prezentate in anexa 3.8;
- s-a modificat consemnul reguletoarelor de tensiune la bornele unor generatoare
- generatoarele functioneaza in general regim inductiv
- nu a fost necesara deconectarea de linii.

Tensiunile in reseaua de 220-400kV in schema de calcul de baza, la palierele VSV si GS, realizate cu aplicatia Neplan, sunt prezentate in anexa 3.3.

Stabilirea benzilor de tensiune din nodurile de control ale RET

Valorile minime ale benzilor de tensiune din nodurile de control ale RET s-au stabilit pentru regimul de functionare R1 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 380kV, 198kV si 99kV.

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

Valorile maxime s-au identificat pe baza tensiunilor in regimul de gol de sarbatoare R3.

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

C. Consum propriu tehnologic

Valoarea consumului propriu tehnologic din SEN este prezentata in tabelul de mai jos, precum si in Anexa 3.10:

Regim	CPT [MW]
R1	197
R2	216
R3	136

Consumul propriu tehnologic in SEN variaza la retragerea din exploatare a diverselor linii (N-1), comparativ cu cel corespunzator din schema completa de calcul (N).

In tabelul 3.2. sunt prezentate valorile de consum propriu tehnologic in ordinea descrescatoare a influentei retragerii liniilor respective (cu considerarea conditionarilor de regim) asupra consumului propriu tehnologic din SEN, pentru regimul R1, defalcate intre reseaua de transport si de distributie.

Se mentioneaza ca valorile pe SEN includ pierderile in transformatoarele bloc modelate.

Tabel 3.2

Nr. crt.	Element retras (linie sau unitate transformare)	CPT (MW)			VARIATIE (%)		
		SEN	RET	RED	SEN	RET	RED
		197,1	134,1	42,1			
1	L 400kV Tintareni-Brad	209.71	143.85	44.90	6.38	7.25	6.57
2	L 400kV Portile de Fier-Djerdap	209.60	146.77	41.92	6.33	9.43	-0.50
3	L 400kV Domnesti-Urechesti	208.43	143.49	43.99	5.73	6.99	4.41
4	AT3 400/220kV Brazi V.	206.71	140.77	45.02	4.86	4.96	6.86
5	L 400kV Slatina-Bucuresti S.	206.70	141.82	43.95	4.85	5.74	4.32
6	CLT 400kV Tintareni	206.56	144.11	41.53	4.78	7.45	-1.42
7	L 400kV Bucuresti S.-G. Ialomitei	206.37	139.23	46.19	4.69	3.81	9.64
8	L 400kV Rosiori-Oradea	205.74	133.23	51.55	4.37	-0.66	22.36
9	L 400kV Sibiu-Brasov	204.79	137.72	46.13	3.89	2.68	9.49
10	T4 400/110kV Sibiu	203.61	135.85	46.87	3.29	1.29	11.25
11	L 400kV Constanta N.-Cernavoda	203.53	136.64	45.94	3.25	1.88	9.04
12	L 400kV Gutinas-Smirdan	203.32	138.37	44.02	3.14	3.17	4.49
13	L 400kV Bucuresti S.-Pelicanu	203.27	132.93	49.40	3.11	-0.89	17.26
14	AT2 220/110kV Baia Mare	202.94	134.51	47.53	2.95	0.29	12.82
15	L 220kV Stilpu-Teleajen	202.84	133.90	48.04	2.90	-0.16	14.03
16	L 400kV Roman N.-Bacau S.	202.74	136.05	45.78	2.85	1.44	8.66
17	AT 220/110kV Stilpu	202.62	133.84	47.89	2.78	-0.21	13.67
18	L 220kV Brazi V.-Teleajen	202.56	133.89	47.78	2.75	-0.17	13.41
19	L 220kV Bradu-Tirgoviste c2	202.55	138.30	43.33	2.75	3.12	2.85
20	L 400kV Rosiori-Mukacevo	202.47	137.36	44.15	2.71	2.42	4.79
21	T 400/110kV Brasov	201.83	134.09	46.85	2.38	-0.02	11.20
22	L 220kV Bucuresti S.-Fundeni c2	201.70	137.99	42.82	2.32	2.89	1.64
23	L 400kV Tintareni-Kozlodui	201.69	138.82	41.94	2.31	3.50	-0.45
24	L 220kV Slatina-Craiova	201.66	138.15	42.62	2.30	3.00	1.16
25	T 400/110kV Oradea	201.53	134.30	46.31	2.23	0.13	9.92
26	L 400kV L. Sarat-G. Ialomitei	200.99	136.22	43.83	1.96	1.57	4.04
27	L 400kV Medgidia S.-Cernavoda	200.96	136.44	43.60	1.94	1.73	3.49
28	AT1 220/110kV Brazi V.	200.82	134.52	45.41	1.87	0.30	7.79
29	AT 400/220kV Rosiori	200.69	136.59	43.20	1.81	1.84	2.54
30	L 220kV Rosiori-Vetis	200.67	134.24	45.54	1.80	0.09	8.09
31	L 400kV G. Ialomitei-Cernavoda c1	200.61	137.36	42.33	1.77	2.42	0.47
32	AT2 220/110kV Brazi V.	200.59	134.51	45.19	1.76	0.29	7.26
33	L 400kV Domnesti-Brazi V.	200.59	136.38	43.30	1.76	1.69	2.78
34	L 220kV Isalnita-Gradiste	200.58	137.19	42.50	1.75	2.29	0.88
35	AT 220/110kV Vetis	200.55	134.20	45.46	1.73	0.06	7.90
36	L 400kV Sibiu-Mintia	200.48	136.93	42.65	1.70	2.10	1.23
37	L 400kV G. Ialomitei-Cernavoda c2	200.26	137.01	42.32	1.59	2.15	0.45
38	L 220kV Bucuresti S.-Fundeni c1	200.18	136.61	42.68	1.55	1.86	1.31
39	L 220kV T. Magurele-Craiova	200.13	136.48	42.75	1.52	1.76	1.47
40	L 220kV Portile de Fier-Cetate	200.01	135.31	43.82	1.46	0.89	4.01
41	AT 220/110kV Cetate	199.98	135.29	43.81	1.45	0.87	3.99
42	T 400/110kV Suceava	199.96	134.98	44.09	1.44	0.64	4.65
43	L 220kV Barbosi-Filesti	199.93	135.65	43.40	1.42	1.14	3.01
44	L 220kV L. Sarat-Filesti	199.90	135.61	43.40	1.41	1.11	3.01
45	L 220kV Bradu-Tirgoviste c1	199.90	136.16	42.84	1.41	1.52	1.69
46	AT4 400/110kV Mintia	199.83	136.93	42.02	1.37	2.10	-0.26
47	L 400kV Roman N.-Suceava	199.76	134.52	44.33	1.33	0.30	5.22
48	T3 400/110kV G. Ialomitei	199.73	136.37	42.46	1.32	1.68	0.78

Se recomanda reducerea la minim a duratei retragerii acelor linii pentru care cresterea consumului propriu tehnologic este mare.

In anexa 3.10 sunt prezentate valorile consumului propriu tehnologic in regimurile R1, R2, R3 pe total SEN si defalcat pentru RED si RET.

Pentru RET valorile totale sunt defalcate pe linii de 220kV si 400kV si pe T si AT de sistem si bobine de compensare.

D. Verificarea criteriului de siguranta N-1

La functionare in schemele de calcul cu retrageri de lunga durata pentru vara 2009, de baza si cu o unitate CNE, 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 post-avarie, astfel:

D1 In toate schemele de calcul, in perioada retragerii din exploatare a L400kV Pelicanu-Cernavoda si a functionarii cu un singur T 400/110kV in st. Gura Ialomitei este necesar a se conecta: L110kV Hotarele –Oltenita, L110kV Urziceni-V.Calugareasca, CT_A (sau CT_B) 110kV Gura Ialomitei (cu CL 110kV A-B conectata).

D2 In toate schemele de calcul, statia Fundeni 110kV A si B functioneaza debuclet: liniile 110kV Fundeni-CET Brazi cu derivatie Tancabesti, respectiv Afumati-Caciulati si Fundeni-Solex sunt deconectate. De aceea la declansarea AT1, respectiv AT2 220/110kV Fundeni, statiile alimentate din bara A, respectiv B a statiei Fundeni raman fara tensiune. Dupa actionarea instalatiilor de AAR, alimentarea consumatorilor este reluata.

D3 In toate schemele de calcul, pe perioada indisponibilitatii T 400/110kV Darste sunt necesare urmatoarele masuri de regim: se conecteaza CT 110kV Hoghiz si linia 110kV Tusnad-V. Crisului.

D4 In toate schemele de calcul, pe perioada retragerii din exploatare AT2 220/110kV Gheorghieni se conecteaza linia 110kV M. Ciuc-Vlahita si linia 110kV Tusnad-V. Crisului.

D5 In toate schemele de calcul, datorita lucrarilor de RK si montare SCP din statia Pestis, se functioneaza cu ambele AT 220/110kV Mintia.

D6 In toate schemele de calcul, deoarece statiile Roman N. 400/110kV si Suceava 400/220/110kV sunt considerate a fi puse in functiune, se va functiona cu un AT 220/110kV in statia Dumbrava, al doilea AT va fi mentinut in rezerva calda.

D7 In toate schemele de calcul, conectarea liniei 110kV Salonta-Chisinau Cris este suficienta pentru incadrarea tensiunilor in banda normala, chiar si in conditiile cu AT 220/110kV Salaj si linia 220kV Tihau-Salaj deconectate. Avand in vedere lucrarile de RK din statia Baia Mare 3, se propune functionarea cu AT 220/110kV Salaj si linia 220kV Tihau-Salaj conectate.
Nu este necesara conectarea cuplei Vascau.

D8 In toate schemele de calcul, la retragerea din exploatare a liniei 400kV Pelicanu-Cernavoda si pentru un consum in statia Donasid de cca. $P + jQ = 66\text{MW} + j47\text{MVar}$, in conditiile existentei unui singur T 400/110kV in statia Gura Ialomitei, declansarea liniei 400kV Bucuresti Sud-Pelicanu conduce la nerespectarea criteriului N-1 (regim divergent in conditiile functionarii debuclete in zona Ialomita si Calarasi).

In schema de calcul de baza, valorile tensiunilor in statiile Mircea Voda, Calarasi, Pelicanu (B1 si B2 110kV cu CT 110kV deconectata), la declansarea liniei 400kV Bucuresti Sud-Pelicanu sunt urmatoarele:

Consum Donasid (CSC1)	66MW + j47MVar	66MW + j7MVar
-----------------------	----------------	----------------------

L 110kV Oltenita–Hotarele deconectata	Da	Da	Nu	Da	Da	Nu
L 110kV V. Calugareasca–Urziceni deconectata	Da	Da	Nu	Da	Da	Nu
CT 110kV G. Ialomitei deconectata	Da	Nu	Nu	Da	Nu	Nu
Tensiuni [kV]						
St.110kV Mircea Voda	Regim vergent	88.8	92.6	103.2	103.8	104.9
St. 110kV Calarasi		90.8	94.5	104.2	104.7	105.8
B2 110kV Pelicanu		88.3	92.1	103.0	103.6	104.7
B1 110kV Pelicanu		71.5	76.3	97.46	98.0	99.1

In concluzie pe perioada retragerii din exploatare a L400kV Pelicanu-Cernavoda se va functiona cu liniile 110kV V. Calugreasca-Urziceni, Oltenita-Hotarele si CT A sau CT B 110kV G. Ialomitei conectate si consumul cuptoarelor din Donasid, compensat, in toate schemele de calcul.

D9 In toate schemele de calcul, la oprirea cosumului cuptoarelor din Donasid, in conditiile in care se mentin in functiune compensatoarele sincrone din combinat, pentru ca tensiunea sa nu creasca peste limita admisibila pe bara B1 110kV Pelicanu, se va functiona cu T1 400/110kV Pelicanu pe plotul 7 (nu mai mult de plotul 7) la regimurile de varf si pe plotul 6 la cele de gol.

D10 In toate schemele de calcul este retras unul dintre cele doua AT 220/110kV FAI (RK FAI). La declansarea liniei 220kV dublu circuit Gutinas-FAI, Gutinas-Munteni (>10km), tensiunile in zona lasi scad sub limita admisibila, la cca. 94-96kV.

Pentru respectarea criteriului N-1 in schema de calcul de baza este necesara conectarea liniilor 110kV Roman Nord-Razboieni, Vatra-Tg. Frumos, Barlad-Glavanesti.

In cursul perioadei analizate in studiu este retrasa, tot datorita lucrarilor respective, in diverse intervale -conform PAR 2009- cate una dintre liniile 220kV: FAI-Munteni, Suceava-FAI, FAI-Gutinas. Aceste retrageri s-au analizat din punct de vedere al respectarii criteriului N-1 la capitolul 3.3.2.

D11 In toate schemele de calcul, daca se retrag, conform PAR 2009, simultan liniile 220kV Urechesi-Sardanesti si Sardanesti-Craiova N. se conecteaza AT 220/110kV Tg. Jiu.

D12 In schema de calcul cu o unitate CNE, *confidential*

Pe perioada retragerii liniei 400kV Tulcea-Constanta N (saptamanile 22-23), se aplica urmatoarele conditionari de regim:

- se conecteaza liniile 110kV Harsova-Topolog, Gura Ialomitei-Basarabi, Baia-M.Viteazu, Zebil-M.Viteazu si L.Sarat-Ostrov c1 si c2;
- se functioneaza cu T1 si T2 400/110kV Constanta N. pe plotul 7, T1 si T2 400/110 kV Tulcea pe plotul 9, T1 si T2 Medgidia S. pe plotul 10, AT1 si AT2 220/110 kV Lacu Sarat pe plotul 13;
- se functioneaza cu o bobina in statia Cernavoda si fara bobine in statiile Isaccea si Smardan.

D13 Starea operativa a bobinelor in toate schemele de calcul este prezentata in anexa 3.9. (pentru schema de calcul de baza este prezentata situatia la palierul de VDV si GNV).

In ceea ce priveste oportunitatea conectarii bobinelor din Arad, Oradea, in schema de calcul de baza s-au analizat toate variantele:

-Astfel daca nici una din cele doua bobine nu este in functiune, la declansarea AT1 220/110kV Arad sau a liniei 220kV Timisoara-Arad, se inregistreaza tensiuni peste limita admisibila in reseaua de 110kV din zona Arad. La declansarea AT 400/220kV Iernut, tensiunea in Iernut depaseste 420kV.

-Daca este in functiune bobina din Arad, la declansarea AT 400/220kV Iernut tensiunea in Iernut depaseste 420kV, iar la declansarea T 400/110kV Oradea, tensiunea in Rosiori depaseste 420kV.

-In cazul functionarii cu bobina in Oradea, este asigurat criteriul N-1; in cazul declansarii liniei 400kV Oradea-Rosiori automatica de tensiune a bobinei va actiona la tensiune minima, declansand postavarie bobina.

- D14** In toate schemele de calcul, declansarea liniei lungi 220kV Mintia-Hasdat determina tensiuni de cca. 243 kV in Mintia. Postavarie se va conecta bobina din Mintia.
- D15** In toate schemele de calcul, declansarea AT3 400/220kV Arad determina tensiuni de cca. 422 kV in Nadab. Postavarie se va conecta bobina din Arad.
- D16** In toate schemele de calcul, retragerea unuia din cele doua AT 220/110kV Baia Mare impune conectarea liniei 110kV Baia Mare 3-Baciu si conectarea CCA sau CCB 110kV Baia Mare 3 cu functia de cupla transversala.
- D17** In toate schemele de calcul, datorita indisponibilitatii AT 220/110kV Lotru se aplica masurile de conctare a liniilor 110kV Arges S.-Jiblea, Cornetu-V.Danului cu derivatia CHE Gura Lotrului si conectarea CT 110kV Bradisor.
- D18** Analiza privind respectarea criteriului N-1 in zona Bucuresti, tinand cont de productiile prioritare si de opririle totale ale centralelor este prezentata in paragraful 3.4.

3.3.2 Regimuri cu retragerea din exploatare a unor elemente de retea

I – Schema de calcul de baza

- I.1. Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Smardan-Lacu Sarat** sau a **liniei 400kV Constanta-Cernavoda** simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea liniei 110kV Basarabi-Medgidia S. c1 la cca. 104% I_{30} . La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110kV Harsova-Topolog, Baia-M. Viteazu, Zebil-M. Viteazu, c1,2 ale liniei 110kV Ostrov-L. Sarat si se deconecteaza linia 110kV Basarabi-Lumina (sau in loc de ultima masura se poate conecta linia 110kV Basarabi-G. Ialomitei).
- I.2. Retragerea din exploatare a **liniei 400kV L. Sarat-G. Ialomitei** sau a **liniei 400kV Bucuresti Sud-Gura Ialomitei** determina incarcarea T4 400/110kV G. Ialomitei la cca. 130% S_n , tensiuni scazute de cca. 90-95kV in zona Constanta-Medgidia. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110kV Gura Ialomitei-Basarabi, Harsova-Topolog, Baia-M. Viteazu, Zebil-M. Viteazu, c1,2 ale liniei 110kV Ostrov-L. Sarat. Cu aceste masuri, incarcarea pe T 400/110kV G. Ialomitei scade de la 130% S_n la 117% S_n , de aceea, postavarie, se va deconecta CT 110kV Gura Ialomitei (B1 A si B1 B sunt conectate prin CL).
- I.3. Retragerea din exploatare a **liniei 400kV L. Sarat-G. Ialomitei** sau a **liniei 400kV Constanta-Cernavoda** simultan cu declansarea celui alt element, determina incarcarea liniei 110kV Basarabi-Medgidia S. c1 la cca. 148% I_{30} , a liniei 110kV Basarabi-Medgidia S. c2 la cca. 107% I_{30} si a liniei 110kV Medgidia S.- M1 c1 la cca. 106% I_{30} .
In concluzie, la retragerea accidentala a liniei 400kV L. Sarat-G. Ialomitei sau a liniei 400kV Constanta-Cernavoda se iau urmatoarele seturi de masuri: **confidential**
- I.4 Retragerea din exploatare a **liniei 400kV L. Sarat-G. Ialomitei** sau a **liniei 400kV Tulcea-Constanta**, simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea T4 400/110kV G. Ialomitei la cca. 114% I_{30} si a CT 110kV G. Ialomitei la cca. 135% I_{adm} . La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110kV Gura Ialomitei-Basarabi, Harsova-Topolog, Baia-M. Viteazu, Zebil-M. Viteazu, c1,2 ale liniei 110kV Ostrov-L. Sarat.
- I.5 Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Constanta-Cernavoda**, simultan cu declansarea CT 400kV Lacu Sarat determina incarcarea liniei 110kV Basarabi-Medgidia S. c1 la cca. 101% I_{30} . La retragerea liniei 400kV Constanta-Cernavoda se conecteaza liniile 110kV Harsova-Topolog, Baia-M. Viteazu, Zebil-M. Viteazu.
- I.6 Retragerea din exploatare a **T2 400/110kV Smardan** sau a **T1 400/110kV Smardan** simultan cu declansarea celui alt element determina, in conditiile preluarii pe SEN a insulei Vulcanesti-Isaccea si a inchiderii CL 110kV Smardan, incarcarea liniei 220kV L. Sarat-Filesti la cca. 172% I_{TC} , a AT 220/110kV Filesti la cca. 183% S_n , a CL 110kV Smardan la cca. 126% I_{TC} si a liniei 110kV Filesti-Laminor la cca. 166% I_{30} si

tensiuni de cca. 83-90kV in zona. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110kV Liesti 2-Maxineni, Abator-Brailita, Smardan-Brailita, CT 110kV Brailita.

- I.7 Retragerea din exploatare a **T2 400/110kV Smardan** sau a **AT 220/110kV Filesti** simultan cu declansarea celui alt element determina - in conditiile preluarii pe SEN a insulei Vulcanesti-Isaccea si a inchiderii CL 110kV Smardan - incarcarea T1 400/110kV Smardan la cca. 141% Sn. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110kV Liesti 2-Maxineni, Abator-Brailita, Smardan-Brailita, CT 110kV Brailita.
- I.8 Retragerea din exploatare a **T1** sau **T2 400/110kV Domnesti**, simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea AT 220/110kV Ghizdaru. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza AT 220/110kV aflat in rezerva in statia Ghizdaru. Se mentioneaza ca analiza situatiei din statia Domnesti, dupa PIF T5 400/110kV Domnesti este realizata in cadrul paragrafului 3.4.
- I.9 Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Brasov-Gutinas** sau a **liniei 400kV Gutinas-Smardan**, simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea liniilor 220kV L. Sarat-Filesti si Filesti-Barbosi la cca. 120% I_{TC} . La retragerea unuia din elementele respective: **confidential**
- I.10 Retragerea din exploatare a **AT3 400/220kV Buc. Sud** sau a **AT3 400/220kV Brazi Vest**, simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea AT4 400/220kV Buc. Sud la cca. 113% Sn. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110kV Chitila-Potlogi, Arcuda-Titu, G. Ocnitei-Pastarnacu, Rm. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugurean, CT Doftana (se mentioneaza ca linia 110kV V. Calugareasca-Urziceni este propusa a fi conectata in schema normala, conform pct. D1).
- I.11 Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Buc. Sud-Pelicanu** sau a **T4 400/110kV G. Ialomitei**, simultan cu declansarea celui alt element determina tensiuni sub 88kV in zona Calarasi, incarcarea CT 110kV G. Ialomitei la cca. 125% I_{TC} (B1 A si B1 B sunt conectate prin CL in G. Ialomitei).

-La retragerea liniei 400kV Buc. Sud-Pelicanu pentru respectarea criteriului N-1:

- se deconecteaza T2 400/110kV Pelicanu. Consumatorii racordati prin linia 110kV Pelicanu-CSC1 (cuptoare), raman fara alimentare. Consumatorii racordati prin linia 110kV Pelicanu-CSC2 pot fi alimentati din B2 110kV Pelicanu, daca Donasid incheie contract de distributie cu ENEL;

sau

- pentru evitarea sacrificarii preventive a consumatorilor racordati prin linia 110kV Pelicanu-CSC1 ca urmare a masurii deconectarii T2 400/110kV Pelicanu, se propune instalarea unui DAS-U in statia 110kV Pelicanu (pe linia 110kV Pelicanu-CSC1). Reglajele DAS-U vor fi calculate astfel incat regimul dupa declansarea T4 400/110kV G. Ialomitei sa respecte criteriul N-1. Masura instalarii unui DAS-U se va lua daca consumatorii "linistiti" nu sunt afectati de fenomenul de flicker, in conditiile retragerii celor doua linii de 400kV din Pelicanu.

-La retragerea lui T4 400/110kV G. Ialomitei regimul s-ar asigura prin instalarea unui DAS-U in statia 110kV Pelicanu, pentru deconectarea consumului alimentat prin linia 110kV Pelicanu-CSC1.

- I.12 Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Buc. Sud-Pelicanu** sau a **AT1 220/110kV Brazi V.**, simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea AT2 220/110kV Brazi V. la cca. 105%Sn. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza AT 220/110kV aflat in rezerva in statia Teleajan.
- I.13 Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Buc. Sud-Pelicanu** sau a **AT2 220/110kV Brazi V.**, simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea AT1 220/110kV Brazi V. la cca. 106%Sn. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza AT 220/110kV aflat in rezerva in statia Teleajan.
- I.14 Retragerea din exploatare a **T4 400/110kV G. Ialomitei** sau a **AT1 220/110kV Brazi V.**, simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea AT2 220/110kV Brazi V. la cca. 104%Sn. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza AT 220/110kV aflat in rezerva in statia Teleajan.
- I.15 Retragerea din exploatare a **T4 400/110kV G. Ialomitei** sau a **AT2 220/110kV Brazi V.**, simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea AT1 220/110kV Brazi V. la cca. 103%Sn. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza AT 220/110kV aflat in rezerva in statia Teleajan.
- I.16 Retragerea din exploatare a **liniei 400kV G. Ialomitei-Cernavoda c2** sau **c1**, simultan cu declansarea celui alt element determina un regim divergent. La retragerea unuia din elemente: **confidential**.
- I.17 Retragerea din exploatare a **liniei 400kV G. Ialomitei-Cernavoda c2** sau a **liniei 400kV Constanta-Cernavoda**, simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea liniei 400kV G. Ialomitei-Cernavoda c1 la cca. 110% I_{TC} si a c1 al liniei 110kV Basarabi-Medgidia S. la cca. 110% I_{30} . La retragerea unuia din elementele respective: **confidential**.

- I.18 Retragerea din exploatare a **liniei 400kV G. Ialomitei-Cernavoda c1** sau a **liniei 400kV Constanta-Cernavoda**, simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea liniei 400kV G. Ialomitei-Cernavoda c1 la cca. 110% I_{TC} si a c1 al liniei 110kV Basarabi-Medgidia S. la cca. 110% I_{30} . La retragerea unuia din elementele respective : **confidential**.
- I.19 Retragerea din exploatare a **liniei 400kV G. Ialomitei-Cernavoda c1** sau a **liniei 400kV Tulcea-Constanta**, simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea liniei 400kV G. Ialomitei-Cernavoda c2 la cca. 113% I_{TC} . La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110kV Basarabi-G. Ialomitei, Harsova-Topolog, Baia-M. Viteazu, Zebil-M. Viteazu, c1,2 ale liniei 110kV Ostrov-L. Sarat. Se functioneaza fara bobine in Cernavoda si Isaccea.
- I.20 Retragerea din exploatare a **c1** sau **c2 ale liniei 220kV Buc. Sud-Fundeni**, simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea AT3 400/220kV Brazi V. la cca. 112% Sn. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110kV Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi, G. Ocnitei-Pastarnacu, CT Doftana.
- I.21 Retragerea din exploatare a **c2 ale liniei 220kV Buc. Sud-Fundeni** simultan cu declansarea **CT 220kV Brazi Vest**, determina incarcarea liniei 220kV Bradu-Targoviste, c2 la cca. 107% I_{TC} si a AT2 220/110kV Brazi Vest la cca. 107% Sn. La retragerea c2 ale liniei 220kV Buc. Sud-Fundeni se conecteaza liniile 110kV Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi.
- I.22 Retragerea din exploatare a **AT1** sau **AT2 220/110kV Buc. Sud**, simultan cu declansarea celui alt element determina separarea de sistem a zonei de sud a Bucurestiului. La retragerea unuia din elemente : **confidential**.
- I.23 Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Tr. Magurele-Ghizdaru** sau a **liniei 220kV Slatina-Craiova**, simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea liniei 220kV Isalnita-Gradiste la 104% I_{30} si a liniei 220kV Gradiste-Slatina la 103% I_{30} . La retragerea unuia din elementele respective: **confidential**
- I.24 Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Tr. Magurele-Craiova** sau a **liniei 220kV Slatina-Craiova**, simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea liniei 220kV Isalnita-Gradiste la 125% I_{30} si a liniei 220kV Gradiste-Slatina la 123% I_{30} . La retragerea unuia din elementele respective : **confidential**;
- I.25 Retragerea din exploatare a **T2 400/110kV Constanta** sau a **liniei 400kV Medgidia-Cernavoda**, simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea CT 110kV Constanta la cca. 168% I_{TC} , a T1 400/110kV Constanta la cca. 156% Sn si tensiuni de cca. 91-93kV in zona Constanta-Medgidia. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110kV Gura Ialomitei-Basarabi, Harsova-Topolog, Baia-M. Viteazu, Zebil-M. Viteazu, c1,2 ale liniei 110kV Ostrov-L. Sarat.
- I.26 Retragerea din exploatare a **T2 400/110kV Constanta** sau a **T2 400/110kV Medgidia**, simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea c1 al liniei 110kV Basarabi-Medgidia la cca. 108% I_{30} . La retragerea unuia din elementele respective:
-se conecteaza liniile 110kV Harsova-Topolog, Baia-M. Viteazu, Zebil-M. Viteazu
- I.27 Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Medgidia S.-Cernavoda**, simultan cu declansarea a **CL 400kV Constanta**, determina incarcarea T2 400/110kV Constanta N. la 111% Sn. La retragerea liniei 400kV Medgidia S.-Cernavoda se conecteaza liniile 110kV Gura Ialomitei-Basarabi, Harsova-Topolog, Baia-M. Viteazu, Zebil-M. Viteazu, c1,2 ale liniei 110kV Ostrov-L. Sarat.
- I.28 Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Constanta-Cernavoda** sau a **liniei 400kV Tulcea-Constanta**, simultan cu declansarea celui alt element, determina incarcarea c1 al liniei 110kV Basarabi-Medgidia la cca. 115% I_{30} . La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110kV Gura Ialomitei-Basarabi, Harsova-Topolog, Baia-M. Viteazu, Zebil-M. Viteazu, c1,2 ale liniei 110kV Ostrov-L. Sarat
- I.29 Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Constanta-Cernavoda** sau a **liniei 400kV Tulcea-Isaccea**, simultan cu declansarea celui alt element, determina un regim divergent. La retragerea unuia din elemente : **confidential**
- I.30 Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Constanta-Cernavoda** sau a **T1 400/110kV Medgidia S.** simultan cu declansarea celui alt element, determina incarcarea liniilor 110kV Basarabi-Medgidia, c1 la cca. 113% I_{30} , M1-Medgidia la cca. 105% I_{30} si a T2 400/110kV Medgidia S. la 102% Sn. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110kV Gura Ialomitei-Basarabi, Harsova-Topolog, Baia-M. Viteazu, Zebil-M. Viteazu, c1,2 ale liniei 110kV Ostrov-L. Sarat.
- I.31 Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Constanta-Cernavoda** sau a **liniei 400kV Medgidia-Cernavoda**, simultan cu declansarea celui alt element, determina tensiuni de 85-89kV in zona Constanta-Medgidia. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110kV Gura Ialomitei-Basarabi, Harsova-Topolog, Baia-M. Viteazu, Zebil-M. Viteazu, c1,2 ale liniei 110kV Ostrov-L. Sarat.

- I.32 Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Constanta-Cernavoda** sau a **T2 400/110kV Medgidia S.** simultan cu declansarea celui alt element, determina incarcarea liniei 110kV Basarabi-Medgidia, c1 la cca. 149% I_{30} .
-La retragerea T2 400/110kV Medgidia S. se conecteaza liniile 110kV Gura Ialomitei-Basarabi, Harsova-Topolog, Baia-M. Viteazu, Zebil-M. Viteazu, c1,2 ale liniei 110kV Ostrov-L. Sarat si se inchide CT 110kV Medgidia.
-La retragerea liniei 400kV Constanta-Cernavoda : **confidential**
- I.33 Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Targoviste-Brazi, c1** sau a **liniei 220kV Bradu-Targoviste, c1** simultan cu declansarea celui alt element, determina ramanerea fara tensiune a zonei alimentate din statia 220kV Targoviste A. La retragerea din exploatare a unuia dintre cele doua echipamente se ia acord de la consumatorul COS Targoviste.
- I.34 Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Tulcea-Constanta** sau a **liniei 400kV Tulcea-Isaccea**, simultan cu declansarea celui alt element, determina ramanerea fara tensiune a zonei Tulcea. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110kV Gura Ialomitei-Basarabi, Harsova-Topolog, Baia-M. Viteazu, Zebil-M. Viteazu, c1,2 ale liniei 110kV Ostrov-L. Sarat. Se functioneaza cu o bobina in Cernavoda si fara bobine in Isaccea.
- I.35 Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Bradu-Targoviste, c2** simultan cu declansarea a **CT 220kV Brazi Vest**, determina tensiuni scazute, de cca. 94-98kV in zona Targoviste si incarcarea AT 2 220/110kV Brazi Vest la cca. 105% Sn. La retragerea liniei 220kV Bradu-Targoviste, c2 se conecteaza liniile 110kV Chitila-Potlogi, Arcuda-Titu.
- I.36 Retragerea din exploatare a **AT2 220/110kV Brazi** sau a **liniei 220kV Brazi-Teleajan**, simultan cu declansarea celui alt element, determina tensiuni de cca. 94-98kV in zona Buzau si incarcarea AT 1 220/110kV Brazi la cca. 157% Sn, a liniei 110kV Brazi V.-Ploiesti N. la cca. 109% I_{30} , a liniei 110kV Brazi V.-Ploiesti S la cca. 138% I_{30} si a liniei 110kV Ploiesti S.-Teleajan la cca. 114% I_{30} . La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110kV G. Ocnitei-Pastarnacu, Pogoanele-Jugureanu si CT Doftana.
- I.37 Retragerea din exploatare a **AT2 sau AT1 220/110kV Brazi**, simultan cu declansarea celui alt element, determina un regim divergent. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza AT 220/110kV aflat in rezerva in statia Teleajan, CT Doftana si liniile 110kV G. Ocnitei-Pastarnacu si Pogoanele-Jugureanu.
- I.38 Retragerea din exploatare a **AT2 220/110kV Brazi** sau **AT 220/110kV Stalpu**, simultan cu declansarea celui alt element, determina tensiuni de cca. 93-98kV in zona Buzau si incarcarea AT 1 220/110kV Brazi la cca. 158% Sn, a liniei 110kV Brazi V.-Ploiesti N. la cca. 110% I_{30} , a liniei 110kV Brazi V.-Ploiesti S la cca. 139% I_{30} si a liniei 110kV Ploiesti S.-Teleajan la cca. 115% I_{30} . La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110kV G. Ocnitei-Pastarnacu, Pogoanele-Jugureanu si CT Doftana. Se conecteaza AT 220/110kV aflat in rezerva in statia Teleajan.
- I.39 Retragerea din exploatare a **AT2 220/110kV Brazi** sau a **liniei 220kV Stalpu-Teleajan**, simultan cu declansarea celui alt element, determina tensiuni de cca. 92-98kV in zona Buzau si incarcarea AT 1 220/110kV Brazi la cca. 159% Sn, a liniei 110kV Brazi V.-Ploiesti N. la cca. 110% I_{30} , a liniei 110kV Brazi V.-Ploiesti S la cca. 140% I_{30} si a liniei 110kV Ploiesti S.-Teleajan la cca. 116% I_{30} . La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110kV G. Ocnitei-Pastarnacu, Pogoanele-Jugureanu si CT Doftana. Se conecteaza AT 220/110kV aflat in rezerva in statia Teleajan.
- I.40 Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Brazi-Teleajan** sau a **AT1 220/110kV Brazi**, simultan cu declansarea celui alt element, determina tensiuni de cca. 94-98kV in zona Buzau si incarcarea AT 1 220/110kV Brazi la cca. 157% Sn, a liniei 110kV Brazi V.-Ploiesti N. la cca. 109% I_{30} , a liniei 110kV Brazi V.-Ploiesti S la cca. 138% I_{30} si a liniei 110kV Ploiesti S.-Teleajan la cca. 114% I_{30} . La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110kV G. Ocnitei-Pastarnacu, Pogoanele-Jugureanu si CT Doftana.
- I.41 Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Brazi-Teleajan** sau a **AT3 400/220kV Brazi V.**, simultan cu declansarea celui alt element, determina tensiuni de cca. 97-98kV in zona Buzau. La retragerea unuia din elementele respective se va functiona cu plotul 11 pentru AT1 si 2 220/110kV Brazi.
- I.42 Retragerea din exploatare a **AT3 400/220kV Brazi V.** sau a **AT 220/110kV Stalpu (liniei 220kV Stalpu-Teleajan)**, simultan cu declansarea celui alt element, determina tensiuni de cca. 97-98kV in zona Buzau. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza AT 220/110kV aflat in rezerva in statia Teleajan.
- I.43 Retragerea din exploatare a **AT3 400/220kV Brazi V.** sau a **liniei 220kV Bradu-Targoviste, c2**, simultan cu declansarea celui alt element, determina tensiuni scazute de cca. 92-98kV in zonele Targoviste-Doftana si incarcarea liniei 220kV Bradu-Targoviste, c1 la cca. 103% I_{30} . La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110kV Chitila-Potlogi si Arcuda-Titu.

- I.44 Retragerea din exploatare a **AT3 400/220kV Brazi V.** sau a **liniei 220kV Bradu-Targoviste, c1**, simultan cu declansarea celui alt element, determina incarcarea liniei 220kV Bradu-Targoviste, c2 la cca. 105% I_{30} . La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110kV Chitila-Potlogi si Arcuda-Titu.
- I.45 Retragerea din exploatare a **AT1 220/110kV Brazi** sau **AT 220/110kV Stalpu**, simultan cu declansarea celui alt element, determina tensiuni de cca. 93-98kV in zona Buzau si incarcarea AT 2 220/110kV Brazi la cca. 159% S_n , a liniei 110kV Brazi V.-Ploiesti N. la cca. 109% I_{30} si a liniei 110kV Brazi.-Teleajan la cca. 123% I_{30} . La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110kV G. Ocnitei-Pastarnacu, Pogoanele-Jugureanu si CT Doftana. Se conecteaza AT 220/110kV aflat in rezerva in statia Teleajan.
- I.46 Retragerea din exploatare a **AT1 220/110kV Brazi** sau a **liniei 220kV Stalpu-Teleajan**, simultan cu declansarea celui alt element, determina tensiuni de cca. 92-98kV in zona Buzau si incarcarea AT 2 220/110kV Brazi la cca. 159% S_n , a liniei 110kV Brazi V.-Ploiesti N. la cca. 110% I_{30} si a liniei 110kV Brazi.-Teleajan la cca. 124% I_{30} . La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110kV G. Ocnitei-Pastarnacu, Pogoanele-Jugureanu si CT Doftana. Se conecteaza AT 220/110kV aflat in rezerva in statia Teleajan.
- I.48 Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Slatina-Tantareni** sau a **liniei 220kV Slatina-Craiova**, simultan cu declansarea celui alt element, determina incarcarea liniilor 220kV Isalnita-Gradiste si Gradiste-Slatina la cca. 104% , respectiv 105% I_{30} . La retragerea unuia din elementele respective: **confidential**
- I.49 Retragerea din exploatare a **AT1 (2) 400/220kV Slatina** sau a **liniei 220kV Slatina-Craiova**, simultan cu declansarea celui alt element, determina incarcarea liniei 220kV Slatina-Gradiste la cca. 101% I_{30} . La retragerea unuia din elementele respective: **confidential**
- I.50 Retragerea din exploatare a **CLT 400kV Tantareni** sau a **liniei 220kV Slatina-Craiova**, simultan cu declansarea celui alt element, determina incarcarea liniilor 220kV Isalnita-Gradiste si Gradiste- Slatina la cca. 106%, respectiv 105% I_{30} . La retragerea unuia din elementele respective: **confidential**
- I.51 Retragerea din exploatare a **AT1 (sau AT2) 400/220kV 500MVA** sau **AT3 400/220kV Portile de Fier 400MVA** simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea AT2 (respectiv AT1) 400/220kV 500MVA Portile de Fier la cca. 105% S_n . La retragerea unuia din elementele respective: **confidential**
- I.52 Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Portile de Fier-Tr. Severin c1 (sau AT1 220/110kV Tr. Severin)** sau a **liniei 220kV Portile de Fier-Tr. Severin c2 (sau AT2 220/110kV Tr. Severin)**, simultan cu declansarea celui alt element determina ramanerea fara tensiune a zonei Drobeta.
- La retragerea c1 se conecteaza linia 110kV Tr. Severin – Toplet, c1 in T. Severin si CT Toplet.
- La retragerea c2 se trece in plus si AT1 200MVA Tr. Severin pe B2 110kV.
- Se iau aceleasi masuri si in cazul retragerii din exploatare a **liniei 220kV Portile de Fier-Tr. Severin c1 (sau linia 220kV Portile de Fier-Tr. Severin c2)** sau a **AT2 220/110kV Tr. Severin (sau AT1 220/110kV Tr. Severin)**, simultan cu declansarea celui alt element.
- I.53 Retragerea din exploatare a **AT 220/110kV Cetate (sau a liniei 220kV Portile de Fier-Cetate)** sau **AT 220/110kV Calafat (sau a liniei 220kV Portile de Fier-Calafat)** simultan cu declansarea celui alt element determina ramanerea fara tensiune a zonei Cetate-Calafat.
- La retragerea din exploatare a liniei 220kV Portile de Fier-Cetate sau a AT Cetate se iau urmatoarele masuri:
- Calafat 110kV:
- Se deconecteaza CT 110kV;
 - linia 110kV Cetate-Calafat si AT Calafat in functiune pe bara B 110kV. Celelalte echipamente, inclusiv tot consumul, pe bara A 110kV;
- Cetate 110kV:
- Se trece linia 110kV Basarabi-Cetate c1 pe bara 2 Cetate
 - Se trece consumul din B1 110kV pe bara 2 110kV Cetate;
- Basarabi 110kV:
- Se conecteaza CT 110kV;
- Ostrovu Mare 110kV:
- Se trec TH 3 si 4 din CHE PdF II (blocul 2) din bara 1 in bara 2A 110kV Ostrovu Mare (pe bara 2B raman 4 grupuri (TH5,6,7,8).

La retragerea din exploatare a liniei 220kV Portile de Fier-Calafat sau a AT Calafat se iau urmatoarele masuri:

- Se conecteaza CT 110kV Basarabi;
- Se trec liniile 110kV Basarabi-Cetate c1 si Calafat-Cetate din bara 1 in bara 2 110kV Cetate;

Consumul din bara 1 110kV Cetate se trece in bara 2 110kV Cetate.

- I.54 Retragerea din exploatare a **AT 220/110kV Urechesi** sau a **AT 220/110kV Sardanesti** simultan cu declansarea celui alt element determina tensiuni de cca. 90-93kV in zona Tg. Jiu. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza AT 220/110kV Tg. Jiu.
- I.55 Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Urechesi-Tg. Jiu** sau a **liniei 220kV Baru Mare-Hasdat** simultan cu declansarea celui alt element determina separarea de sistem a statiilor din zona. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110kV Baru Mare-Otelu Rosu, Otelu Rosu-Retezat si CLT 110kV Baru Mare.
- I.56 Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Bradu-Targoviste, c2 sau c1**, simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea AT3 400/220kV Brazi V. la cca. 110% Sn. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110kV Chitila-Potlogi, Arcuda-Titu.
- I.57 Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Craiova-Isalnita, c1** sau a **liniei 220kV Isalnita-Gradiste**, simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea AT2 220/110kV Isalnita la cca. 133% Sn
La retragerea unuia din elementele respective : **confidential**
- I.58 Retragerea din exploatare a **AT1 220/110kV Resita** sau a **AT1 220/110kV Iaz (c1 al liniei 220kV Resita-Iaz)** simultan cu declansarea celui alt element determina separarea de sistem a zonei Resita. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza AT2 220/110kV aflat in rezerva in statia Resita.
- I.59 Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Brasov-Brad sau a **liniei 400kV Tantareni-Brad simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea AT3 400/220kV Brazi Vest la cca. 104% Sn. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110kV Chitila-Potlogi, Arcuda-Titu.****
- I.60 Retragerea din exploatare a **AT3 400/220kV Arad** sau a **AT1 220/110kV Arad**, simultan cu declansarea celui alt element determina tensiuni peste limita admisibila in zona Arad. La retragerea unuia din elementele respective se recomanda conectarea bobinei din Arad.
- I.61 Retragerea din exploatare a **AT3 400/220kV Arad** sau a **T 400/110kV Arad**, simultan cu declansarea celui alt element determina tensiuni peste limita admisibila in Arad 400kV, Nadab si in statiile de interconexiune adiacente. La retragerea unuia din elementele respective se recomanda conectarea bobinei din Arad.
- I.62 Retragerea din exploatare a **AT1 220/110kV Arad** sau a **T 400/110kV Arad**, simultan cu declansarea celui alt element determina un regim divergent. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110kV Fantanele-Ortisoara si Sannicolau-Lovrin.
- I.63 Retragerea din exploatare a **T 400/110kV Arad** sau a **liniei noi 220kV Mintia-Hasdat**, simultan cu declansarea celui alt element determina o tensiune mai mari decat limita admisibila pe B1-220kV Mintia. La retragerea unuia din elementele respective se recomanda conectarea bobinei din Mintia.
- I.64 Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Arad-Timisoara** sau a uneia din **liniile 220kV Sacalaz –C. Aradului, C. Aradului-Arad**, simultan cu declansarea celui alt element determina tensiuni ridicate in zona Arad. La retragerea unuia din elementele respective se recomanda conectarea bobinei din Arad.
- I.65 Retragerea din exploatare a **AT4 400/220kV Mintia** sau a **liniei noi 220kV Mintia-Hasdat**, simultan cu declansarea celui alt element determina izolarea grupului ce debiteaza pe B2-220kV Mintia. La retragerea unuia din elementele respective se aduce in functiune CC 220kV Mintia, aflata in rezerva, cu functia de CT 220kV.
- I.66 Retragerea din exploatare a **c2 al liniei 220kV Resita-Iaz (AT2 220/110kV Iaz)** sau a **AT1 220/110kV Resita** simultan cu declansarea celui alt element determina separarea de sistem a zonei Resita. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza AT 220/110kV aflat in rezerva in statia Resita.
- I.67 Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Paroseni-Tg. Jiu** sau a **liniei 220kV Baru Mare-Hasdat** simultan cu declansarea celui alt element determina separarea de sistem a zonei Petrosani.
La retragerea unuia din elementele respective se inchide CLT din Baru Mare si liniile 110kV Baru Mare-Otelu Rosu si Otelu-Rosu-Retezat. Aceeasi masura se aplica si la retragerea **AT 220/110kV Paroseni** sau **AT 220/110kV Baru Mare**, simultan cu declansarea celui alt element.
- I.68 Retragerea din exploatare a **AT1(2) 220/110kV Timisoara** sau a **AT 220/110kV Sacalaz**, simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea AT2(1) 220/110kV Timisoara la cca. 105% Sn. La

retragerea unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110kV Sannicolau-Lovrin si Fantanele-Ortisoara.

- I.69 Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Rosiori-Mukacevo** sau a **liniei lungi 400kV Rosiori-Iernut** simultan cu declansarea celuiilalt element determina tensiuni sub limita admisibila in zona Baia-Mare, Satu-Mare 96kV-98kV). La retragerea unuia din elementele respective se verifica sa fie in functiune automatica de tensiune a bobinei din statia Rosiori.
- I.70 Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Rosiori-Oradea** sau a unuia din elementele:
- AT 400/220kV Rosiori, Iernut
 - liniile 400kV Rosiori-Iernut, Rosiori-Mukacevo, Iernut-Sibiu,
 - liniile 220kV Rosiori-Vetis, Baia Mare-Tihau, Baia Mare-Iernut, Campia Turzii-Cluj, Cluj-Tihau, Campia Turzii-Iernut,
 - AT 220/110kV Baia Mare, Vetis, Salaj,
- simultan cu declansarea celuiilalt element determina tensiuni sub limita admisibila in reseaua de 110kV din zona Oradea (intre 92-98kV). La retragerea din exploatare a unuia din elementele respective se verifica sa fie in functiune automatica de tensiune a bobinei din statia Oradea.
- I.71 Retragerea din exploatare a **T4 400/110kV Sibiu** sau a **T1 400/110kV Brasov**, simultan cu declansarea celuiilalt element, determina incarcarea T2 400/110kV Brasov la cca. 103% Sn. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza linia 110kV Orlat-Petresti
- I.72 Retragerea din exploatare a **T4 400/110kV Sibiu** sau a **T2 400/110kV Brasov**, simultan cu declansarea celuiilalt element, determina incarcarea T1 400/110kV Brasov la cca. 101% Sn, a liniei 110kV Brasov-CET Brasov cu cca. 101% I_{30} . La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza linia 110kV Orlat-Petresti.
- I.73 Retragerea din exploatare a **T1** sau **T2 400/110kV Brasov**, simultan cu declansarea celuiilalt element, determina un regim divergent. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza CT 110kV V. Larga si CT 110kV Doftana.
- I.74 Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Rosiori-Vetis (AT 220/110kV Vetis)** sau a **AT 220/110kV Baia Mare**, simultan cu declansarea celuiilalt element determina un regim divergent. La retragerea unuia din elementele respective:
- se conecteaza linia 110kV Baia Mare 3-Baciu si CC1 sau CC2 110kV Baia Mare 3 cu functia de cupla transversala (conform propunerii de schema normala).
 - se deconecteaza bobinele in statiile Rosiori si Oradea.
 - se recomanda functionarea T 400/110kV Oradea pe plotul 13.
- I.75 Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Cluj-Alba Iulia** sau a **liniei 220kV Alba Iulia-Mintia** simultan cu declansarea celuiilalt element determina ramanerea fara tensiune a zonei Alba Iulia. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110kV IMA-C.Turzii, Aiud-C.Turzii si Blaj-Tauni.
- I.76 Retragerea din exploatare a **AT1** sau **AT2 220/110kV Cluj Floresti**, simultan cu declansarea celuiilalt element determina incarcarea liniilor 110kV Baia Mare 3-Somcuta la cca. 109% I_{30} si Somcuta-Dej la cca. 105% I_{30} si tensiuni sub limita admisibila in reseaua de 110kV din zona Cluj, Bistrita (cca. 90kV). La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110kV IMA-C.Turzii, Aiud-C.Turzii si Blaj-Tauni.
- I.77 Retragerea din exploatare a **AT1** sau **AT2 220/110kV A. Iulia** simultan cu declansarea celuiilalt element determina ramanerea fara tensiune a zonei A. Iulia. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110kV IMA-C.Turzii, Aiud-C.Turzii si Blaj-Tauni.
- I.78 Retragerea din exploatare a **AT1 220/110kV Hasdat** sau a **AT2 220/110kV Hasdat**, simultan cu declansarea celuiilalt element determina ramanerea fara tensiune a statilor din zona Hunedoara. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza CLT 110kV Baru Mare si liniile 110kV Baru Mare-Otelu Rosu si Otelu-Rosul-Retezat. Pentru a face fata oricarui regim nespecificat in cadrul acestui studiu se va conecta suplimentar linia 110kV Hateg pe bara B1-110kV Baru Mare in vederea reducerii circulatiei pe CL 110kV Baru Mare.

- I.79 Retragerea din exploatare a **AT1 220/110kV Mintia** sau a **AT2 220/110kV Mintia**, simultan cu declansarea celui alt element, determina ramanerea fara tensiune a statiilor din zona Deva. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110kV Varadia-C. Surduc si CT 110kV Vascau.
- I.80 Retragerea din exploatare a **AT1 220/110kV Timisoara** sau a **AT2 220/110kV Timisoara**, simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea AT 220/110kV Sacalaz la cca. 107% Sn. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110kV Fantanele-Orisoara si Sannicolu Mare-Lovrin.
- I.81 Retragerea din exploatare a **AT2 220/110kV Targoviste B** sau a **AT3 220/110kV Targoviste B**, simultan cu declansarea celui alt element determina ramanerea fara tensiune a statiilor din zona. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza CT 110kV Doftana si liniile 110kV Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi, G. Ocnitei-Postarnacu.
- I.82 Retragerea din exploatare a **T1 400/110kV Tulcea** sau a **T2 400/110kV Tulcea**, simultan cu declansarea celui alt element determina ramanerea fara tensiune a statiilor din zona. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110kV Harsova-Topolog, Baia-M.Viteazu, Zebil-M.Viteazu si L.Sarat-Ostrov c1 si c2 .
- I.83 Retragerea din exploatare a **T1 400/110kV Constanta** sau a **T2 400/110kV Constanta** simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea c1 al liniei 110kV Basarabi-Medgidia S. la cca. 109% I₃₀. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110kV Harsova-Topolog, Baia-M.Viteazu si M.Viteazu-Zebil.
- I.84 Retragerea din exploatare a **AT3 sau AT4 400/220kV Bucuresti S.**, simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea AT3 400/220kV Brazi V. la cca. 108% Sn. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza CT 110kV Doftana si liniile 110kV Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi, G. Ocnitei-Postarnacu.
- I.85 Retragerea din exploatare a **AT1 400/220kV 500MVA** sau **AT2 400/220kV Portile de Fier 500MVA** simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea AT3 400/220kV 400MVA Portile de Fier la cca. 131% Sn. La retragerea unuia din elementele respective: *confidential*
- I.86 Retragerea din exploatare a **AT1 sau AT2 400/220kV Bradu** simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea AT3 400/220kV Brazi V. la cca. 108% Sn, Se conecteaza liniile 110kV Chitila-Potlogi, Arcuda-Titu, G.Ocnitei-Postarnacu si CT din Doftana.
- I.87 Retragerea din exploatare a **c1 al liniei 220kV Buc. Sud-Fundeni** sau a **c1 al liniei 220kV Fundeni-Brazi**, simultan cu declansarea celui alt element, determina ramanerea fara tensiune a zonei Fundeni A. Dupa actionarea instalatiilor de AAR, alimentarea consumatorilor este reluata (vezi si pct. D2).
- I.88 Retragerea din exploatare a **c2 al liniei 220kV Buc. Sud-Fundeni** sau a **c2 al liniei 220kV Fundeni-Brazi**, simultan cu declansarea celui alt element, determina ramanerea fara tensiune a zonei Fundeni B. Dupa actionarea instalatiilor de AAR, alimentarea consumatorilor este reluata (vezi si pct. D2).
- I.89 Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Gutinas-Bacau S.** sau a **T 400/110kV Suceava** simultan cu declansarea celui alt element determina tensiuni de cca. 423 kV in Suceava. La retragerea unuia din elementele respective se va functiona cu T 400/110kV Roman N. pe plotul 10.
- I.90 Retragerea din exploatare a **liniei 220kV FAI-Suceava** sau a **liniei 400kV Roman N.-Suceava** simultan cu declansarea celui alt element determina tensiuni de cca. 374kV in Suceava. La retragerea liniei 400kV Roman N.-Suceava se aduce in rezerva T 400/110kV Suceava pentru micșorarea CPT si cresterea nivelului de tensiune.
- I.91 Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Roman N.-Suceava** sau a **AT 220/110kV Suceava** simultan cu declansarea celui alt element determina tensiuni de cca. 355kV in Suceava. La retragerea din exploatare a liniei 400kV Roman N.-Suceava se aduce in rezerva T 400/110kV Suceava (pentru micșorarea CPT si cresterea nivelului de tensiune) si se conecteaza CT 110kV Stejaru. La retragerea din exploatare a AT 220/110kV Suceava se conecteaza CT 110kV Stejaru.
- I.92 Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Roman N.-Bacau S.** sau a **T 400/110kV Suceava** simultan cu declansarea celui alt element determina tensiuni mai mari decat limita admisibila in Suceava , Roman N. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza CT 110kV Stejaru.

II - Schema de calcul cu o unitate CNE

- II.1. Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Gutinas-Bacau S.** sau a **T 400/110kV Suceava** simultan cu declansarea celui alt element determina tensiuni de cca. 422 kV in Suceava. La retragerea unuia din elementele respective se va functiona cu T 400/110kV Roman N. pe plotul 10.
- II.2. Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Lacu Sarat-Gura Ialomitei** sau a **liniei 400kV Bucuresti S.-Gura Ialomitei** simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea liniilor 110kV Basarabi-Medgidia S. c.1 la cca. 109% I_{30} , Medgidia-Medgidia S. la cca. 105% I_{30} si tensiuni mai mici decat limita admisibila in statiile din zona. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza linia 110 kV Pogoanele-Jugureanu si se functioneaza cu T1 si T2 400/110kV Constanta N. pe plotul 12, T1 si T2 400/110 kV Tulcea pe plotul 10, T1 si T2 Medgidia S. pe plotul 7, AT1 si AT2 220/110kV Lacu Sarat pe plotul 15.
- II.3. Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Lacu Sarat-Gura Ialomitei** sau a **T4 400/110 kV Gura Ialomitei** simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea liniei 110kV Basarabi-Medgidia S. c.1 la cca. 110% I_{30} . La retragerea unuia din elementele respective: *confidential*
- II.4. Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Lacu Sarat-Gura Ialomitei** sau a **T1 400/110kV Medgidia S.** simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea T2 400/110 kV Medgidia S. la cca. 106 % S_n , linia 110kV Medgidia-Medgidia S. la cca. 123% I_{30} .
La retragerea din exploatare a T1 400/110kV Medgidia S.: *confidential*
La retragerea din exploatare a liniei 400kV Lacu Sarat-Gura Ialomitei: *confidential*
- II.5. Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Lacu Sarat-Gura Ialomitei** sau a **liniei 400kV Medgidia S.-Cernavoda** simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea T3 400/110kV Gura Ialomitei la cca. 115% S_n , CTA (sau CTB) 110kV Gura Ialomitei la cca 112% I_{TC} .
In perioada retragerii liniei 400kV Constanta Nord – Cernavoda nu se va retrace programat niciunul dintre aceste elemente.
In cazul retragerii accidentale din exploatare a unuia dintre aceste elemente, in plus fata de conditionarile mentionate mai sus: *confidential*
In noua configuratie de retea, la retragerea accidentala a liniei 400kV Lacu Sarat-Gura Ialomitei sau a liniei 400kV Bucuresti S.-Pelicanu (T1 sau T2 400/110kV Pelicanu) simultan cu declansarea celui alt element determina ramanerea tensiunilor in limitele admisibile.
- II.6. Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Lacu Sarat-Gura Ialomitei** sau a **T2 400/110kV Medgidia S.** simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea liniilor 110kV Basarabi-Medgidia S. la cca. 137% I_{30} , Mircea V.-Medgidia S. la cca. 113% I_{30} . La retragerea unuia din elementele respective:
La retragerea din exploatare a T1 400/110kV Medgidia S.: *confidential*
La retragerea din exploatare a liniei 400kV Lacu Sarat-Gura Ialomitei: *confidential*
- II.7. Retragerea din exploatare a **liniei 220kV FAI-Suceava** sau a **liniei 400kV Roman N.-Suceava** simultan cu declansarea celui alt element determina tensiuni de cca. 374kV in Suceava. La retragerea liniei 400kV Roman N.-Suceava se aduce in rezerva T 400/110kV Suceava pentru micșorarea CPT si cresterea nivelului de tensiune.
- II.8. Retragerea din exploatare a **AT2 220/110kV FAI** sau a **AT 220/110kV Suceava** simultan cu declansarea celui alt element determina tensiuni de cca. 246kV in FAI si 248kV in Suceava. La retragerea unuia din elementele respective se functioneaza cu T 400/110kV Suceava pe plotul 10 si cu bobina conectata in statia Suceava.
- II.9. Retragerea din exploatare a **T 400/110kV Roman N.** sau a **T 400/110kV Suceava** simultan cu declansarea celui alt element determina tensiuni de cca. 422kV in Suceava. La retragerea unuia din elementele respective se va verifica sa fie in functiune automata de tensiune din statia Suceava.
- II.10. Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Roman N.-Suceava** sau a **AT 220/110kV Suceava** simultan cu declansarea celui alt element determina tensiuni de cca. 376kV in Suceava. La retragerea din exploatare a liniei 400kV Roman N.-Suceava se aduce in rezerva T 400/110kV Suceava (pentru micșorarea CPT si cresterea nivelului de tensiune) si se conecteaza CT 110kV Stejaru. La retragerea din exploatare a AT 220/110kV Suceava se conecteaza CT 110kV Stejaru.
- II.11. Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Roman N.-Bacau S.** sau a **T 400/110kV Suceava** simultan cu declansarea celui alt element determina tensiuni mai mari decat limita admisibila in Suceava (424kV), Roman N. (422kV). La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza CT 110kV Stejaru.
- II.12. Retragerea din exploatare a **T1** sau **T2 400/110kV Domnesti** simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea CT 110kV Ghizdaru la cca. 123% I_{TC} . La retragerea unuia din elementele respective

se conectează AT 220/110kV aflat în rezervă în stația Ghizdaru. Se consideră că T5 400/110kV Domnești nu este dat încă în exploatare.

- II.13. Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Domnești-Brazi V.** sau a **liniei 400kV Brasov-Darste** simultan cu declansarea celui alt element determină tensiuni de cca. 370kV în Brazi V. și 372kV în Darste. La retragerea unuia din elementele respective se conectează CT 110kV Doftana și liniile 110kV Chitila-Potlogi, Arcuda-Titu, Gura Ocniței-Postarnacu, Rm. Sarat-Costieni și Pogoanele-Jugureanu.
- II.14. Retragerea din exploatare a **AT3 (AT4) 400/220 kV București S.** sau **AT3 400/220kV Brazi V.** simultan cu declansarea celui alt element determină încărcarea AT4 (AT3) 400/220kV București S. la cca. 105% Sn. La retragerea unuia din elementele respective se conectează CT 110kV Doftana și liniile 110kV Chitila-Potlogi, Arcuda-Titu și Gura Ocniței-Postarnacu.
- II.15. Retragerea din exploatare a **liniei 400kV București S.-Pelicanu** sau a **T4 400/110kV Gura Ialomitei** simultan cu declansarea celui alt element determină tensiuni sub limita admisibilă în zona Calarasi. La retragerea unuia din elementele respective se conectează linia 110kV Pogoanele-Jugureanu, se funcționează cu AT 220/110kV Mostiștea pe plotul 15, AT1 și AT2 220/110kV Lacu Sarat pe plotul 15, T1 și T2 400/110kV Constanta N. pe plotul 8, T1 și T2 400/110 kV Tulcea pe plotul 7, T1 și T2 Medgidia S. pe plotul 11.
- II.16. Retragerea din exploatare a **liniei 400kV București S.-Pelicanu** sau a **AT1 (AT2) 220/110kV Brazi V.** simultan cu declansarea celui alt element determină încărcarea AT2 (AT1) 220/110kV Brazi V. la cca. 106% Sn. Postavariu se conectează AT 220/110kV aflat în rezervă în stația Teleajen.
- II.17. Retragerea din exploatare a **liniei 400kV București S.-Pelicanu** sau a **T2 400/110kV Medgidia S.** simultan cu declansarea celui alt element determină încărcarea liniei 110kV Basarabi-Medgidia S. c1 la cca. 105% I_{30} . La retragerea unuia din elementele respective se funcționează cu T1 și T2 400/110kV Constanta N. pe plotul 8, T1 și T2 400/110 kV Tulcea pe plotul 9, AT1 și AT2 Lacu Sarat pe plotul 14.
- II.18. Retragerea din exploatare a **T4 400/110kV Gura Ialomitei** sau a **AT1 (AT2) 220/110kV Brazi V.** simultan cu declansarea celui alt element determină încărcarea AT2 (AT1) 220/110kV Brazi V. la cca. 103% Sn. La retragerea AT1 (AT2) 220/110kV Brazi unuia din elementele respective se conectează AT 220/110kV aflat în rezervă în stația Teleajen. La retragerea T4 400/110kV G. Ialomitei după declansarea AT1 (AT2) 220/110kV Brazi se conectează postavariu AT 220/110kV Teleajen.
- II.19. Retragerea din exploatare a **T4 400/110kV Gura Ialomitei** sau a **T2 400/110kV Medgidia S.** simultan cu declansarea celui alt element determină încărcarea liniei 110kV Basarabi-Medgidia S. c1 la cca. 111% I_{30} . La retragerea T2 400/110kV Medgidia S. se conectează CT 110kV Medgidia S. și se deconectează linia 110kV Constanta-Nazarcea.
La retragerea T4 400/110kV Gura Ialomitei : **confidential**
- II.20. Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Gura Ialomitei-Cernavoda c2** sau a **liniei 400kV Gura Ialomitei-Cernavoda c1** simultan cu declansarea celui alt element determină un regim divergent. În perioada retragerii liniei 400kV Constanta Nord – Cernavoda simultan cu linia 400kV Pelicanu-Cernavoda nu se va retrage programat niciunul dintre aceste elemente.
- II.21. Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Gura Ialomitei-Cernavoda c2 (c1)** sau a **T2 400/110kV Medgidia S.** simultan cu declansarea celui alt element determină încărcarea liniei 110kV Basarabi-Medgidia S. c1 la cca. 107% I_{30} . La retragerea T2 400/110kV Medgidia S. se conectează CT 110kV Medgidia S. și se deconectează linia 110kV Constanta-Nazarcea.
La retragerea liniei 400kV Gura Ialomitei-Cernavoda c2 (c1) : **confidential**
- II.22. Retragerea din exploatare a **liniei 220kV București S.-Fundeni c1** sau a **liniei 220kV București S.-Fundeni c2** simultan cu declansarea celui alt element determină încărcarea AT3 400/110kV Brazi V. la cca. 109%Sn. La retragerea unuia din elementele respective se conectează cupla 110kV Doftana și liniile 110kV Chitila-Potlogi, Arcuda-Titu și Gura Ocniței-Postarnacu.
- II.23. Retragerea din exploatare a **liniei 220kV București S.-Fundeni c1 (c2)** sau a **AT3 400/220kV Brazi V.** simultan cu declansarea celui alt element determină tensiuni mai mici decât limita admisibilă în stațiile Fundeni (191kV), Stilpu (195kV) și în RED (98kV). La retragerea unuia din elementele respective se conectează cupla 110kV Doftana și liniile 110kV Chitila-Potlogi, Arcuda-Titu, Gura Ocniței-Postarnacu, Rm. Sarat-Costieni și Pogoanele-Jugureanu.
- II.24. Retragerea din exploatare a **liniei 220kV București S.-Fundeni c2** sau a **CT 220kV Brazi V.** simultan cu declansarea celui alt element determină încărcarea liniei 220kV Bradu-Targoviste c2 la cca. 109% I_{30} și AT2 Brazi V. la cca. 105%Sn. La retragerea unuia din elementele respective se conectează liniile 110kV Chitila-Potlogi, Arcuda-Titu.

- II.25. Retragerea din exploatare a **AT1 220/110kV Bucuresti S.** sau a **AT2 220/110kV Bucuresti S.** simultan cu declansarea celui alt element determina separarea de sistem a statiilor din zona. La retragerea unuia din elementele respective se: **confidential**.
- II.26. Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Tr. Magurele-Craiova** sau a **liniei 220kV Slatina-Craiova** simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea liniilor 220kV Slatina-Gradiste la cca. $148\%I_{30}$, Isalnita-Gradiste la cca. $146\%I_{30}$. La retragerea unuia din elementele respective: **confidential**.
- II.27. Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Tr. Magurele-Craiova** sau a **liniei 220kV Isalnita-Gradiste** simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea liniei 220kV Slatina-Craiova la cca. $110\%I_{30}$. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110kV Caracal-Jianca, Bechet-Horezu Poenari, Bals-Craiova Est, Bals-Craiova Nord c1 si c2.
- II.28. Retragerea din exploatare a **AT1 220/110kV Tr. Magurele** sau a **liniei 220kV Slatina-Craiova** simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea liniilor 220kV Slatina-Gradiste la cca. $106\%I_{30}$, Isalnita-Gradiste la cca. $102\%I_{30}$. La retragerea unuia din elementele respective : **confidential**.
- II.29. Retragerea din exploatare a **T1 400/110kV Tulcea** sau a **T2 400/110kV Tulcea**, simultan cu declansarea celui alt element determina tensiuni mai mici decat limita admisibila in zona Tulcea. La retragerea unuia din elementele respective se va functiona cu T1 si T2 400/110kV Constanta N. pe plotul 8, suplimentar fata de conectarea liniilor 110kV Harsova-Topolog, Gura Ialomitei-Basarabi, Baia-M.Viteazu, Zebil-M.Viteazu si L.Sarat-Ostrov c1 si c2 in schema de baza.
- II.30. Retragerea din exploatare a **T2 400/110kV Medgidia S.** sau a **T2 400/110kV Constanta N.** (sau a **CL 400kV Constanta N.**) simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea liniei 110kV Medgidia-Medgidia S. sub limita curentului admisibil termic pentru 25°C (507A).
- II.31. Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Medgidia S.-Cernavoda** simultan cu declansarea **CL 400kV Constanta** determina o tensiune mai mica decat limita admisibila pe B_{1A} 400kV Constanta N. (367kV). La retragerea liniei 400kV Medgidia S.-Cernavoda se va functiona cu T1 400/110kV Constanta N. pe plotul 9.
- II.32. Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Targoviste-Brazi c2** sau a **liniei 220kV Bradu-Targoviste c2** simultan cu declansarea celui alt element, determina ramanerea fara tensiune a statiilor din zona Targoviste. La retragerea din exploatare unuia din elementele respective se conecteaza CT 110kV Doftana si liniile 110kV Chitila-Potlogi, Arcuda-Titu, Gura Ocnitei-Postarnacu.
- II.33. Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Targoviste-Brazi, c1** sau a **liniei 220kV Bradu-Targoviste, c1** simultan cu declansarea celui alt element, determina ramanerea fara tensiune a zonei alimentate din statia 220kV Targoviste A. La retragerea din exploatare a unuia din elementele respective se ia acord de la consumatorul COS Targoviste.
- II.34. Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Tulcea-Constanta N.** sau a **T1 (T2) 400/110kV Medgidia S.** simultan cu declansarea celui alt element determina circulatii care depasesc limita curentului admisibil termic pentru 25°C (507A).
La retragerea T1 (T2) 400/110kV Medgidia S. se conecteaza CT 110kV Medgidia S. si se deconecteaza linia 110kV Constanta N.-Nazarcea.
La retragerea liniei 400kV Tulcea-Constanta N. : **confidential**
- II.35. Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Tulcea-Constanta N.** sau a **liniei 400kV Medgidia S.-Cernavoda** simultan cu declansarea celui alt element determina un regim divergent.
In perioada retragerii LEA 400kV Constanta Nord – Cernavoda nu se va retrage programat niciunul dintre aceste elemente.
In cazul retragerii accidentale din exploatare a unuia dintre aceste elemente: **confidential**
- II.36. Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Tulcea-Isaccea** sau a **T1 400/110kV Medgidia S.** simultan cu declansarea celui alt element determina un regim inadmisibil.
In perioada retragerii LEA 400kV Constanta N. – Cernavoda nu se va retrage programat niciunul dintre aceste elemente.
In cazul retragerii accidentale din exploatare a unuia dintre aceste elemente:
- se recomanda functionarea T 400/110kV Gura Ialomitei pe plotul 13; T1 si T2 400/110kV Tulcea pe plotul 10;
 - se conecteaza CT110kV Medgidia S. si linia 110kV Basarabi-Lumina
 - se deconecteaza linia 110kV Constanta N.-Nazarcea;
 - se va verifica sa fie in functiune DAS-U transa I si a II-a pe liniile 110kV Feroalaje1 c1 si c2 ($U_{treapta1}$ si $U_{treapta2}=90kV$);

- II.37. Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Tulcea-Isaccea** sau a **liniei 400kV Medgidia S.-Cernavoda** simultan cu declansarea celui alt element determina un regim divergent.
In perioada retragerii LEA 400kV Constanta Nord – Cernavoda nu se va retrage programat niciunul dintre aceste elemente.
In cazul retragerii accidentale din exploatare a unuia dintre aceste elemente: **confidential**
- II.38. Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Tulcea-Isaccea** sau a **T2 400/110kV Medgidia S.** simultan cu declansarea celui alt element determina un regim divergent.
In perioada retragerii LEA 400kV Constanta Nord – Cernavoda nu se va retrage programat niciunul dintre aceste elemente.
In cazul retragerii accidentale din exploatare a unuia dintre aceste elemente: **confidential**
- II.39. Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Tulcea-Isaccea** sau a unuia dintre elementele:
L400kV Lacu Sarat-Gura Ialomitei
T3 400/110kV Gura Ialomitei
L400kV Tulcea-Constanta N.
L400kV Dobrudja-Isaccea
simultan cu declansarea celui alt element determina circulatii care depasesc limita curentului admisibil termic pentru 25°C (507A). In cazul retragerii programate a unuia dintre elementele de mai sus se va verifica sa fie in functiune DAS-U transa I si a II-a pe liniile 110kV Feroaliaje1 c1 si c2 ($U_{treapta1 \text{ si } 2}=90kV$).
- II.40. Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Bradu-Targoviste c2** simultan cu declansarea **CT 220kV Brazi V.** determina tensiuni mai mici decat limita admisibila in zona Targoviste. La retragerea liniei 220kV Bradu-Targoviste c2 se conecteaza CT 110kV Doftana si liniile 110kV Chitila-Potlogi, Arcuda-Titu, Gura Ocnitei-Postarnacu.
- II.41. Retragerea din exploatare a **AT2 220/110kV Brazi V.** sau a **liniei 220kV Brazi V.-Teleajen** (sau a **AT 220/110kV Stalpu** sau a **liniei 220kV Stalpu-Teleajen**) simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea AT1 220/110kV Brazi V. la cca. 158%Sn, liniilor 110kV Brazi V.-Ploiesti N. la cca. 113%I₃₀, Brazi V.-Ploiesti S. la cca. 138%I₃₀, Teleajen-Ploiesti S. la cca. 122%I₃₀ si tensiuni mai mici decat limita admisibila in RED. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza CT 110kV Doftana, liniile 110kV Gura Ocnitei-Postarnacu, Rm. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugureanu si AT 220/110kV aflat in rezerva in statia Teleajen.
- II.42. Retragerea din exploatare a **AT2 220/110kV Brazi V.** sau a **AT1 220/110kV Brazi V.** simultan cu declansarea celui alt element determina un regim divergent. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza CT 110kV Doftana, liniile 110kV Gura Ocnitei-Postarnacu, Rm. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugureanu si AT 220/110kV aflat in rezerva in statia Teleajen.
- II.43. Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Brazi V.-Teleajen** sau a **AT3 400/220 Brazi V.** simultan cu declansarea celui alt element determina tensiuni mai mici decat limita admisibila in statiile din zona. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza CT 110kV Doftana si liniile 110kV Gura Ocnitei-Postarnacu, Rm. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugureanu.
- II.44. Retragerea din exploatare a **AT1 220/110kV Brazi V.** sau a **liniei 220kV Brazi V.-Teleajen** (sau a **AT 220/110kV Stalpu** sau a **liniei 220kV Stalpu-Teleajen**) simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea AT2 220/110kV Brazi V. la cca. 159%Sn, liniilor 110kV Brazi V.-Ploiesti N. la cca. 110%I₃₀, Brazi V.-Negoiesti la cca. 123%I₃₀, Negoiesti-Teleajen la cca. 123%I₃₀ si tensiuni mai mici decat limita admisibila in RED. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza cupla 110kV Doftana, liniile 110kV Gura Ocnitei-Postarnacu, Rm. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugureanu si AT 220/110kV aflat in rezerva in statia Teleajen.
- II.45. Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Brazi V.-Teleajen** sau a unuia dintre elementele:
L400kV Domnesti-Brazi V.
L400kV Tintareni-Bradu
L220kV Bradu-Tirgoviste c1 (c2)
L400kV Sibiu-Brasov
L 400kV Domnesti-Urechesi
L 400kV Brasov-Dirste
L 400kV Slatina-Bucuresti S.
L 400kV Dirste-Brazi V.
simultan cu declansarea celui alt element determina tensiuni mai mici decat limita admisibila in statiile Stilpu si Teleajen. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110V Pogoanele-Jugureanu si Rm. Sarat-Costieni.

- II.46. Retragerea din exploatare a **AT3 400/220kV Brazi V.** sau a **AT 220/110kV Stalpu (sau a liniei 220kV Stalpu-Teleajen)**, simultan cu declansarea celui alt element, determina tensiuni de cca. 95-96kV in zona Buzau. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza CT 110kV Doftana, liniile 110kV Gura Ocnitei-Postarnacu, Rm. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugureanu.
- II.47. Retragerea din exploatare a **AT3 400/220kV Brazi V.** sau a **liniei 220kV Bradu-Targoviste c2**, simultan cu declansarea celui alt element, determina tensiuni de cca. 92-98kV in zonele Targoviste-Doftana si incarcarea liniei 220kV Bradu-Targoviste c1 la cca. $111\%I_{30}$. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110kV Chitila-Potlogi si Arcuda-Titu.
- II.48. Retragerea din exploatare a **AT3 400/220kV Brazi V.** sau a **liniei 220kV Bradu-Targoviste, c1**, simultan cu declansarea celui alt element, determina incarcarea liniei 220kV Bradu-Targoviste, c2 la cca. $114\%I_{30}$. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110kV Chitila-Potlogi si Arcuda-Titu.
- II.49. Retragerea din exploatare a **AT1 220/110kV Brazi V.** sau a **T2 400/110kV Pelicanu**, simultan cu declansarea celui alt element, determina incarcarea AT 2 220/110kV Brazi la cca. 103% Sn. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza postavaria CT 110kV Doftana si linia 110kV G. Ocnitei-Pastarnacu.
- II.50. Retragerea din exploatare a **AT3 sau AT4 400/220kV Bradu.**, simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea AT3 400/220kV Brazi V. la cca. 104% Sn. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza CT 110kV Doftana si liniile 110kV Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi, G. Ocnitei-Postarnacu.
- II.51. Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Slatina-Tantareni** sau a **liniei 220kV Slatina-Craiova** simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea liniilor 220kV Slatina-Gradiste la cca. $109\%I_{30}$ si Isalnita-Gradiste la cca. $105\%I_{30}$. La retragerea unuia din elementele respective: *confidential*.
- II.52. Retragerea din exploatare a **AT1 (AT2) 400/220kV Slatina** sau a **liniei 220kV Slatina-Craiova** simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea liniilor 220kV Slatina-Gradiste la cca. $108\%I_{30}$ si Isalnita-Gradiste la cca. $100\%I_{30}$. La retragerea unuia din elementele respective: *confidential*.
- II.53. Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Slatina-Drăganesti Olt** sau a **liniei 220kV Slatina-Craiova** simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea liniei 220kV Slatina-Gradiste la cca. $108\%I_{30}$. La retragerea unuia din elementele respective: *confidential*.
- II.54. Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Tantareni-Urechesi** sau a **liniei 220kV Slatina-Craiova** simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea liniilor 220kV Slatina-Gradiste la cca. $106\%I_{30}$ si Isalnita-Gradiste la cca. $101\%I_{30}$. La retragerea unuia din elementele respective: *confidential*.
- II.55. Retragerea din exploatare a **CLT 400kV Tantareni** sau a **liniei 220kV Slatina-Craiova** simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea liniilor 220kV Slatina-Gradiste la cca. $111\%I_{30}$ si Isalnita-Gradiste la cca. $107\%I_{30}$. La retragerea unuia din elementele respective: *confidential*.
- II.56. Retragerea din exploatare a **AT1 (AT2) 400/220kV 500MVA** sau **AT3 400/220kV Portile de Fier 400MVA** simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea AT2 (AT1) 400/220kV 500MVA Portile de Fier la cca. 120% Sn. La retragerea unuia din elementele respective: *confidential*.
- II.57. Retragerea din exploatare a **AT1 400/220kV 500MVA** sau **AT2 400/220kV Portile de Fier 500MVA** simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea AT3 400/220kV 400MVA Portile de Fier la cca. 149% Sn. La retragerea unuia din AT-urile respective: *confidential*.
- II.58. Retragerea din exploatare a **AT 400/220kV Urechesi** sau a **liniei 220kV Paroseni-Tg.Jiu** simultan cu declansarea celui alt element determina tensiuni mai mici decat limita admisibila in zona Tg. Jiu. La retragerea unuia din elementele respective conecteaza linia 110kV Barbatesti-Carbunesti si se va functiona cu AT 220/110kV Tg. Jiu pe plotul 12.
- II.59. Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Slatina-Craiova** sau a **liniei 220kV Slatina-Gradiste** simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea cuplei 110kV Drăganesti Olt la cca. $120\%I_{TC}$. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110kV Caracal-Jianca, Bechet-Horezu Poenari, Bals-Craiova Est, c1 si c2 Bals-Craiova Nord.
- II.60. Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Slatina-Craiova** sau a **liniei 220kV Isalnita-Gradiste** simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea liniei 220kV Tr. Magurele-Craiova la cca. $121\%I_{30}$ si a cuplei 110kV Motru la cca. $122\%I_{TC}$. La retragerea unuia din elementele respective: *confidential*.
- II.61. Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Slatina-Craiova** sau a **T 400/110kV Drăganesti Olt** simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea liniei 220kV Slatina-Gradiste la cca. $108\%I_{30}$. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza CT 110kV Dragasani.

- II.62. Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Slatina-Craiova** sau a **liniei 400kV Slatina-Portile de Fier** simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea liniilor 220kV Slatina-Gradiste la cca. $107\%I_{30}$ si Isalnita-Gradiste la cca $103\%I_{30}$. La retragerea unuia din elementele respective: *confidential*.
- II.63. Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Portile de Fier-Tr. Severin c1 (sau AT1 220/110kV Tr. Severin)** sau a **liniei 220kV Portile de Fier-Tr. Severin c2 (sau AT2 220/110kV Tr. Severin)**, simultan cu declansarea celui alt element determina ramanerea fara tensiune a zonei Drobeta.
La retragerea c1 se conecteaza linia 110kV Tr. Severin – Toplet, c1 in Tr. Severin si cupla Toplet.
La retragerea c2 se trece in plus si AT1 200MVA Tr. Severin pe B2 110kV.
Se iau aceleasi masuri si in cazul retragerii din exploatare a **liniei 220kV Portile de Fier-Tr. Severin c1 (sau linia 220kV Portile de Fier-Tr. Severin c2)** sau a **AT2 220/110kV Tr. Severin (sau AT1 220/110kV Tr. Severin)**, simultan cu declansarea celui alt element.
- II.64. Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Bradu-Targoviste c2** sau a **liniei 220kV Bradu-Targoviste c1** simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea AT3 400/220kV Brazi V. la cca. $114\%S_n$. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza CT 110kV Doftana si liniile 110kV Chitila-Potlogi, Arcuda-Titu, Gura Ocnitei-Postarnacu.
- II.65. Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Bradu-Targoviste c2** sau a **liniei 400kV Darste-Brazi V.** simultan cu declansarea celui alt element determina o tensiune mai mica decat limita admisibila in statia Brazi V.(376kV). La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza CT 110kV Doftana si liniile 110kV Chitila-Potlogi, Arcuda-Titu, Gura Ocnitei-Postarnacu.
- II.66. Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Craiova-Isalnita c1** sau a **liniei 220kV Isalnita-Gradiste**, simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea AT2 220/110kV Isalnita la cca. $134\%I_{30}$ si a cuplei 110kV Isalnita la cca. $163\%I_{TC}$. La retragerea unuia din elementele respective: *confidential*.
- II.67. Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Isalnita-Gradiste** simultan cu declansarea **CT 220kV Craiova N.** determina incarcarea AT2 220/110kV Craiova N. La cca. $118\%S_n$, CT 110kV Craiova N. La cca. $116\%I_{TC}$. La retragerea liniei 220kV Isalnita-Gradiste se conecteaza liniile 110kV Caracal-Jianca, Bechet-Horezu Poenari, Bals-Craiova Est, Craiova Nord-Bals c1 si c2.
- II.68. Retragerea din exploatare a **AT1 220/110kV Iaz (AT2 220/110kV Iaz)** sau a **AT1 (AT2) 220/110kV Resita** simultan cu declansarea celui alt element determina ramanerea fara tensiune a statiilor din zona. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza AT2 (AT1) 220/110kV aflat in rezerva in statia Resita.
- II.69. Retragerea din exploatare a **AT 220/110kV Cetate (linia 220kV Portile de Fier-Cetate)** sau a **AT 220/110kV Calafat (liniei 220kV Portile de Fier-Calafat)** simultan cu declansarea celui alt element determina ramanerea fara tensiune a zonei Cetate-Calafat.
La retragerea din exploatare a liniei 220kV Portile de Fier-Cetate sau a AT 220/110kV Cetate se iau urmatoarele masuri:
Calafat 110kV:
 - Se deconecteaza CT 110kV;
 - linia 110kV Cetate-Calafat si AT Calafat in functiune pe bara B 110kV. Celelalte echipamente, inclusiv tot consumul, pe bara A 110kV;
Cetate 110kV:
 - Se trece linia 110kV Basarabi-Cetate c1 pe bara 2 Cetate
 - Se trece consumul din B1 110kV pe bara 2 110kV Cetate;
Basarabi 110kV:
 - Se conecteaza CT 110kV;
Ostrovu Mare 110kV:
 - Se trec TH 3 si 4 din CHE PdF II (blocul 2) din bara 1 in bara 2A 110kV Ostrovu Mare (pe bara 2B raman 4 grupuri(TH5,6,7,8)).
La retragerea din exploatare a liniei 220kV Portile de Fier-Calafat sau a AT Calafat se iau urmatoarele masuri:
 - Se conecteaza CT 110kV Basarabi;
 - Se trec liniile 110kV Basarabi-Cetate c1 si Calafat-Cetate din bara 1 in bara 2 110kV Cetate;
 - Consumul din bara 1 110kV Cetate se trece in bara 2 110kV Cetate.
- II.70. Retragerea din exploatare a **AT3 400/220kV Arad** sau a **liniei 220kV Mintia-Hasdat c2** simultan cu declansarea celui alt element determina o tensiune mai mare decat limita admisibila in statia Mintia (423kV). Postavarie se va conecta automat bobina din Mintia.

- II.71. Retragera din exploatare a **T 400/110kV Arad** sau a **AT1 220/110kV Arad** simultan cu declansarea celui alt element determina un regim divergent La retragera unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110kV Fantanele-Ortisoara si Sannicolu Mare-Lovrin.
- II.72. Retragera din exploatare a **liniei 220kV Arad-Timisoara** sau a **liniei 220kV Arad-Sacalaz** simultan cu declansarea celui alt element determina tensiuni mai mari decat limita admisibila in zona Arad. Postavarie se va conecta automat bobina din Arad.
- II.73. Retragera din exploatare a **AT4 400/220kV Mintia** sau a **liniei 220kV Paroseni-Tg. Jiu** simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea liniei 220kV Hasdat-Mintia la cca 108% I_{30} . La retragera unuia din elementele respective se conecteaza CC1 sau CC2 220kV Mintia cu functia de cupla transversala.
- II.74. Retragera din exploatare a **AT4 400/220kV Mintia** sau a **liniei 220kV Mintia-Hasdat c2** simultan cu declansarea celui alt element determina ramanerea fara tensiune a B2 220kV Mintia. La retragera din exploatare a unuia din elementele respective se conecteaza CC1 sau CC2 220kV Mintia cu functia de cupla transversala.
- II.75. Retragera din exploatare a **AT4 400/220kV Mintia** sau a **AT 400/220kV Iernut** simultan cu declansarea celui alt element determina tensiuni mai mari decat limita admisibila in statiile Iernut (421kV), Mintia (422kV). Postavarie se va conecta automat bobina din Mintia.
- II.76. Retragera din exploatare a **AT4 400/220kV Mintia** sau a **liniei 400kV Sibiu-Brasov** simultan cu declansarea celui alt element determina tensiuni mai mari decat limita admisibila in statiile Sibiu (423kV), Mintia (424kV). Postavarie se va conecta automat bobina din Mintia.
- II.77. Retragera din exploatare a **AT4 400/220kV Mintia** sau a **liniei 220kV Hasdat-Mintia c1** simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea liniei 220kV Paroseni-Tg. Jiu la cca 119% I_{30} . La retragera unuia din elementele respective se conecteaza CC1 sau CC2 220kV Mintia cu functia de cupla transversala.
- II.78. Retragera din exploatare a **liniei 220kV Resita-laz c1** sau a **AT1 (AT2) 220/110kV Resita** simultan cu declansarea celui alt element determina ramanerea fara tensiune a statiilor din zona. La retragera unuia din elementele respective se conecteaza AT2 (AT1) 220/110kV aflat in rezerva in statia Resita.
- II.79. Retragera din exploatare a **liniei 220kV Paroseni-Tg. Jiu** sau a **liniei 220kV Timisoara-Mintia** (sau a **liniei 220kV Cluj Floresti-Alba Iulia**, sau a **liniei 220kV Alba Iulia-Mintia**) simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea AT4 400/220kV Mintia la cca. 117% S_n . La retragera unuia din elementele respective se conecteaza linia 110kV Varadia-C. Surduc si CT 110kV Vascau.
- II.80. Retragera din exploatare a **liniei 220kV Paroseni-Tg. Jiu (AT 220/110kV Paroseni)** sau a **liniei 220kV Baru Mare-Hasdat (AT 220/110kV Baru Mare)** simultan cu declansarea celui alt element determina ramanerea fara tensiune a statiilor din zona. La retragera unuia din elementele respective se conecteaza CL 110kV Baru Mare si liniile 110kV Baru Mare-Otelu Rosu si Otelu-Rosu-Retezat.
- II.81. Retragera din exploatare a **liniei 220kV Timisoara-Mintia** sau a **liniei 220kV Cluj Floresti-Alba Iulia**, simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea AT4 400/220 Mintia la cca. 115% S_n . La retragera unuia din elementele respective se conecteaza linia 110kV Varadia-C. Surduc si CT 110kV Vascau.
- II.82. Retragera din exploatare a **liniei 220kV Timisoara-Mintia** sau a **liniei 220kV Alba Iulia-Mintia**, simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea AT4 400/220 Mintia la cca. 114% S_n . La retragera unuia din elementele respective se conecteaza linia 110kV Varadia-C. Surduc si CT 110kV Vascau.
- II.83. Retragera din exploatare a **AT1 (AT2) 220/110kV Timisoara** sau a **AT 220/110kV Sacalaz**, simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea AT2 (AT1) 220/110kV Timisoara la cca. 104% S_n . La retragera unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110kV Fantanele-Ortisoara si Sannicolu Mare-Lovrin.
- II.84. Retragera din exploatare a **AT 400/220kV Rosiori** sau a **liniei 220kV C. Turzii-Cluj Floresti** (sau a **liniei 220kV C. Turzii-Iernut**) simultan cu declansarea celui alt element determina un regim divergent. Se mentioneaza ca sunt conectate conform propunerii de schema normala linia 110kV Baia Mare 3-Baciu si CCA sau CCB 110kV Baia Mare 3 cu functia de cupla transversala. La retragera unuia din elementele respective se conecteaza in plus linia 110kV Deda-Lechinta.
- II.85. Retragera din exploatare a **liniei 400 kV Rosiori-Iernut** sau a **liniei 400kV Rosiori-Mukacevo** simultan cu declansarea celui alt element determina un regim divergent. La retragera unuia din elementele respective se:
- se mentioneaza ca sunt conectate conform propunerii de schema normala linia 110kV Baia Mare 3-Baciu si CCA sau CCB 110kV Baia Mare 3 cu functia de cupla transversala.

- se conectează liniile 110kV Deda-Lechinta, IMA-Campia Turzii, Aiud-Campia Turzii si Tauni-Blaj;
 - se deconectează bobina in statia Rosiori;
 - se recomanda functionarea T 400/110kV Oradea pe plotul 7 si AT 400/220kV Rosiori pe plotul 13.
- II.86. Retragerea din exploatare a **AT 400/220kV Rosiori** sau a **liniei 400kV Rosiori-Oradea (T 400/110kV Oradea)** simultan cu declansarea celui alt element determina un regim divergent. La retragerea unuia din elementele respective:
- se mentioneaza ca sunt conectate conform propunerii de schema normala linia 110kV Baia Mare 3-Baciu si CCA sau CCB 110kV Baia Mare 3 cu functia de cupla transversala.
 - se conectează linia 110kV Deda-Lechinta;
 - CT 110kV Vascau.
- II.87. Retragerea din exploatare a **AT 400/220kV Rosiori** sau a **liniei 220kV Rosiori-Vetis** simultan cu declansarea celui alt element determina tensiuni mai mici decat limita admisibila in statia Vetis (194kV). Se mentioneaza ca sunt conectate conform propunerii de schema normala linia 110kV Baia Mare 3-Baciu.
- II.88. Retragerea din exploatare a **AT 400/220kV Rosiori** sau a **liniei 220kV Baia Mare-Tihau** simultan cu declansarea celui alt element determina un regim divergent. La retragerea unuia din elementele respective: confidential.
- II.89. Retragerea din exploatare a **AT 400/220kV Rosiori** sau a **AT2 220/110kV Baia Mare** simultan cu declansarea celui alt element determina tensiuni mai mici decat limita admisibila in statiile din zona Baia Mare (91kV). La retragerea unuia din elementele respective se conectează liniile 110kV Baia Mare 3-Baciu si CCA sau CCB 110kV Baia Mare 3 cu functia de cupla transversala.
- II.90. Retragerea din exploatare a **AT 400/220kV Rosiori** sau a **liniei 220kV Cluj Floresti-Tihau** simultan cu declansarea celui alt element determina un regim divergent. La retragerea unuia din elementele respective:
- se mentioneaza ca sunt conectate conform propunerii de schema normala linia 110kV Baia Mare 3-Baciu si CCA sau CCB 110kV Baia Mare 3 cu functia de cupla transversala;
 - se conectează linia 110kV Deda-Lechinta;
 - se conectează CCA sau CCB 110kV Baia Mare 3 cu functia de cupla transversala;
 - se conectează CT110kV Iernut;
 - se recomanda functionarea AT1 si 2 220/110kV Cluj Floresti pe plotul 19, AT 220/110kV Iernut pe plotul 10, AT 220/110kV Tihau pe plotul 20, AT 220/110kV pe plotul 20, AT 220/110kV Baia Mare pe plotul 20, AT 220/110kV Vetis pe plotul 20, T 400/110kV Oradea pe plotul 13;
- II.91. Retragerea din exploatare a **AT 400/220kV Rosiori** sau a **liniei 220kV Alba Iulia-Mintia** simultan cu declansarea celui alt element determina tensiuni mai mici decat limita admisibila in RED. La retragerea unuia din elementele respective se funcționează cu AT2 220/110kV Baia Mare pe plotul 13, AT 220/110 kV Tihau pe plotul 10.
- II.92. Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Rosiori-Oradea** sau a **AT 220/110kV Tihau** simultan cu declansarea celui alt element determina tensiuni mai mici decat limita admisibila in RED. La retragerea unuia din elementele respective se conectează linia 220kV Tihau-Salaj si AT 220/110kV aflat in rezerva in statia Salaj.
- II.93. Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Rosiori-Mukacevo** sau a **AT2 220/110kV Baia Mare** simultan cu declansarea celui alt element determina tensiuni mai mici decat limita admisibila in zona Baia Mare. Se mentioneaza ca sunt conectate conform propunerii de schema normala linia 110kV Baia Mare 3-Baciu.
- II.94. Retragerea din exploatare a **AT 400/220kV Iernut** sau a **liniei 400kV Sibiu-Brasov** simultan cu declansarea celui alt element determina tensiuni mai mari decat limita admisibila in statiile Iernut (423kV) si Sibiu (422kV). La retragerea unuia din elementele respective se funcționează cu T4 400/110kV Sibiu pe plotul 13.
- II.95. Retragerea din exploatare a **AT 400/220kV Iernut** sau a **liniei 220kV Fantanele-Ungheni** simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea liniei 110kV Tg. Mures- Ungheni c2 la cca. 106% I_{30} . La retragerea unuia din elementele respective se conectează liniile 100kV Tauni-Blaj si Orlat-Petresti.
- II.96. Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Sibiu-Brasov** sau a **liniei 220kV Fantanele-Ungheni** simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea liniilor 110kV Fantanele-Corunca la cca. 104% $I_{80\%ASS}$, Tg. Mures-Ungheni la cca 116% I_{30} . Declansarea liniei 110kV Fantanele-Corunca prin ASS conduce la incarcarea CT 110kV Tarnaveni la 100% I_{TC} . La retragerea unuia din elementele respective se accepta prin refacerea regimurilor zilnice de functionare (tinand seama si de eventualele retrageri in RED) declansarea liniei 110kV Fantanele-Corunca prin ASS sau se decide anulara ASS.

- II.97. Retragerea din exploatare a **liniei 400kV Sibiu-Tintareni** sau a **liniei 220kV Cluj-Alba-Iulia** simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea AT4 400/220kV Mintia la cca. 102%Sn. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza CT 110kV Vascau.
- II.98. Retragerea din exploatare a **T4 400/220kV Sibiu** sau a **liniei 220kV Fantanele-Ungheni** simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea liniilor 110kV Fantanele-Corunca la cca. 105% $I_{80\%ASS}$, Tg. Mures-Ungheni la cca 118% I_{30} . Declansarea liniei 110kV Fantanele-Corunca prin ASS conduce la incarcarea CT 110kV Tarnaveni la 101% I_{TC} . La retragerea unuia din elementele respective se accepta la nivelul programarii zilnice (tinand seama si de eventualele retrageri in RED) declansarea liniei 110kV Fantanele-Corunca prin ASS sau se decide anulara ASS.
- II.99. Retragerea din exploatare a **T1 400/110kV Brasov** sau a **T2 400/110kV Brasov** simultan cu declansarea celui alt element determina un regim divergent. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza CT 110kV Valea Larga si CT 110kV Doftana, linia 110kV Gura Ocnitei-Postarnacu si se functioneaza cu AT1 si AT2 220/110kV Brazi V. pe plotul 12, suplimentar fata de conectarea liniei 110kV V. Crisului-Tusnad in schema normala.
- II.100. Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Rosiori-Vetis (AT 220/110kV Vetis)** sau a **AT2 220/110kV Baia Mare** simultan cu declansarea celui alt element determina un regim divergent. La retragerea unuia din elementele respective:
- se mentioneaza ca sunt conectate conform propunerii de schema normala linia 110kV Baia Mare 3-Baciu si CCA sau CCB 110kV Baia Mare 3 cu functia de cupla transversala.
 - se conecteaza linia 110kV Deda-Lechinta;
 - se conecteaza CT 110kV Iernut;
 - se recomanda functionarea AT1 si 2 220/110kV Cluj Floresti pe plotul 16, AT 220/110kV Iernut pe plotul 8, AT 220/110kV Tihau pe plotul 14, AT 220/110kV Salaj pe plotul 16;
 - se deconecteaza bobina in statia 400/220kV Rosiori;
- II.101. Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Cluj Floresti-Alba Iulia** sau a **liniei 220kV Alba Iulia-Mintia** simultan cu declansarea celui alt element determina ramanerea fara tensiune a zonei Alba Iulia. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110kV IMA-C.Turzii, Aiud-C.Turzii si Tauni-Blaj.
- II.102. Retragerea din exploatare a **AT1 220/110kV Cluj Floresti** sau a **AT2 220/110kV Cluj Floresti** simultan cu declansarea celui alt element determina un regim divergent. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110kV IMA-C.Turzii, Aiud-C.Turzii si Tauni-Blaj.
- II.103. Retragerea din exploatare a **liniei 220kV Fantanele-Ungheni** sau **AT 220/110kV Iernut** simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea liniei 110kV Tg. Mures-Ungheni c2 la cca. 114% I_{30} . La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110kV Tauni-Blaj si Orlat-Petresti.
- II.104. Retragerea din exploatare a **AT1 220/110kV Alba Iulia** sau a **AT2 220/110kV Alba Iulia** simultan cu declansarea celui alt element determina ramanerea fara tensiune a zonei Alba Iulia. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110kV IMA-C.Turzii, Aiud-C.Turzii si Tauni-Blaj.
- II.105. Retragerea din exploatare a **AT1 220/110kV Hasdat** sau a **AT2 220/110kV Hasdat**, simultan cu declansarea celui alt element determina ramanerea fara tensiune a statiilor din zona Hunedoara. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza CLT 110kV Baru Mare. Pentru a face fata oricarui regim nespecificat in cadrul acestui studiu se va conecta suplimentar linia 110kV Hateg pe bara B1-110kV Baru Mare in vederea reducerii circulatiei pe CLT 110kV Baru Mare.
- II.106. Retragerea din exploatare a **AT1 220/110kV Mintia** sau a **AT2 220/110kV Mintia**, simultan cu declansarea celui alt element, determina ramanerea fara tensiune a statiilor din zona Deva. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza CT 110kV Vascau si linia 110kV Varadia-C. Surduc.
- II.107. Retragerea din exploatare a **AT1 220/110kV Timisoara** sau a **AT2 220/110kV Timisoara**, simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea AT 220/110kV Sacalaz la cca. 105% Sn. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza liniile 110kV Fantanele-Orisoara si Sannicolu Mare-Lovrin.
- II.108. Retragerea din exploatare a **AT2 220/110kV Targoviste B** sau a **AT3 220/110kV Targoviste B**, simultan cu declansarea celui alt element determina ramanerea fara tensiune a statiilor din zona. La retragerea unuia din elementele respective se conecteaza CT 110kV Doftana si liniile 110kV Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi, G. Ocnitei-Postarnacu.
- II.109. Retragerea din exploatare a **AT3 sau AT4 400/220kV Bucuresti S.**, simultan cu declansarea celui alt element determina incarcarea AT3 400/220kV Brazi V. la cca. 104% Sn. La retragerea unuia din elementele

respective se conecteaza CT 110kV Doftana si liniile 110kV Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi, G. Ocnitei-Postarnacu.

III. Scheme de calcul suplimentare

III.1 Schema de calcul Gura Ialomitei

Schemele sunt descrise la paragraful 3.2.1.3.1

Saptamana 31-32

Se respecta criteriul N-1.

Saptamana 33-36

Nu se respecta criteriul N-1: la declansarea liniei 400kV Constanta-Cernavoda se incarca un circuit al liniei 110kV Basarabi-Medgidia Sud la 125% I_{30} .

Se mentioneaza ca cele doua grupuri din Palas sunt indisponibile -lipsa sarcina termica sau reparatii planificate-, iar in Braila este disponibil un singur grup in perioada analizata (saptamanile 33-36, conform PAR grupuri 2009).

Masura de inchidere a cuplei din Medgidia Sud presupune, conform dispozitiei PRAM, deconectarea unuia din cele doua trafo 400/110kV Medgidia Sud, ceea ce ar conduce, in situatia corespunzatoare perioadei analizate, la incarcarea celui de-al doilea trafo 400/110kV Medgidia Sud.

Rezultatele sunt prezentate in tabelul de mai jos: **confidential**

In concluzie, in perioada saptamanilor 33-36, se obtine un regim admisibil in urma aplicarii unui set de masuri: **confidential**.

Saptamana 37-38

In analizele facute se tine cont si de celelalte retrageri din zona.

Nu se respecta criteriul N-1:

- la declansarea liniei 400kV Constanta-Cernavoda se incarca un circuit al liniei 110kV Basarabi-Medgidia Sud la 124% I_{30} .
- la declansarea cuplei 400kV Constanta se incarca un circuit al liniei 110kV Basarabi-Medgidia Sud la 122% I_{30} .
- la declansarea liniei 400kV Medgidia Sud-Cernavoda se incarca T 400/110kV in functiune in Constanta, precum si CT 110kV Constanta, peste limitele admisibile, iar tensiunile in zona Constanta-Medgidia sunt de cca. 88kV.

Daca se adopta urmatorul set de masuri, se va respecta criteriul N-1.

- conectarea liniilor de 110kV Harsova-Topolog, Baia-Zebil, Baia-M. Viteazu, Ostrovu Mare-L. Sarat (c1 si c2)
- crearea unei legaturi la 400kV intre statia noua si cea veche.

Se mentioneaza ca cele doua grupuri din Palas sunt indisponibile -lipsa sarcina termica sau reparatii planificate-, conform PAR grupuri 2009.

Se mentioneaza ca la declansarea liniei 400kV Constanta-Cernavoda circulatia prin legatura provizorie va fi de cca. 520A .

Saptamana 38-39

Nu se respecta criteriul N-1: la declansarea liniei 400kV Constanta-Cernavoda se incarca un circuit al liniei 110kV Basarabi-Medgidia Sud , liniile 110kV Medgidia Sud-Medgidia 1, Calarasi-Dragalina.

Se mentioneaza ca s-a tinut cont si de alte retrageri din zona si de conditionarile de regim determinate de acestea (linii de 110kV in functiune: Harsova-Topolog, Baia-Zebil, Baia-M. Viteazu, Ostrovu Mare-L. Sarat (c1 si c2) Basarabi-G. Ialomitei.

Daca se considera in functiune legatura provizorie 400kV intre statia veche si cea noua Gura Ialomitei, se respecta criteriul N-1.

III.2 Schema de calcul Baia Mare 3

Schemele sunt descrise la paragraful 3.2.1.3.2

Saptamana 14-15

In regimul cu N elemente in functiune , precum si la verificarea criteriului N-1, se obtin regimuri admisibile, cu exceptia perioadelor:

- Pentru data de 5.04.09, cand este retras AT 400/220kV Rosiori (suplimentar fata de linia 220kV Baia Mare-Rosiori, c2), la declansarea liniei 400kV Rosiori-Oradea, tensiunile in zona Oradea scad sub limita admisibila (96-98kV). Postavarie va declansa bobina 400kV Oradea prin automata sa, obtinandu-se un regim admisibil.

-Pentru zilele 8 si 9.04.09, cand sunt deconectate (in plus fata de linia 220kV Baia Mare-Rosiori, c2) si linia 220kV Baia Mare-Rosiori, c1, si linia 400kV Rosiori-Mukacevo se va functiona doar cu una dintre bobinele 400kV din Oradea si Rosiori.

Se mentioneaza ca la declansarea barei 220kV Baia Mare in perioada in care cealalta bara 220kV Baia Mare este retrasa,, tensiunile scad la cca. 99kV (Sighet), ceea ce reprezinta un regim admisibil.

Sapatamana 17-27

In regimul cu N elemente in functiune , precum si la verificarea criteriului N-1, se obtin regimuri admisibile, cu exceptia perioadelor:

-In saptamana 19, pe perioada retragerii liniei 220kV C. Turzii-Iernut (2 zile), la declansarea AT 400/220kV Rosiori tensiunile scad la cca. 91-96kV in zona Baia Mare. Pentru asigurarea unui regim admisibil se conecteaza CT 110kV Iernut. La declansarea liniei 400kV Rosiori-Oradea, tensiunile scad la cca. 96-97kV in zona Oradea. Declansarea postavarie prin automata a bobinei din Oradea conduce la un regim admisibil.

-In saptamana 20, respectiv 21, pe perioada retragerii fiecarui circuit al liniei 220kV Ungheni-Iernut (cate 4 zile), la declansarea liniei 400kV Rosiori-Oradea, tensiunile scad la cca. 96-97kV in zona Oradea. Declansarea postavarie prin automata a bobinei din Oradea conduce la un regim admisibil.

Se mentioneaza ca la declansarea barei 220kV Baia Mare in perioada in care cealalta bara 220kV Baia Mare este retrasa, se obtine un regim admisibil.

Sapatamana 28-38

In regimul cu N elemente in functiune , precum si la verificarea criteriului N-1, se obtin regimuri admisibile, cu exceptia perioadelor:

-In saptamana 37 (7-11.09.09), pe perioada retragerii liniei 400kV Rosiori-Mukacevo, la declansarea liniei lungi 400kV Rosiori-Iernut, tensiunea scad la 94-97kV in zona Oradea, Satu Mare, Vetis. Declansarea postavarie prin automata a bobinelor din Oradea si Rosiori conduce la un regim admisibil.

La declansarea T 400/110kV Oradea tensiunea in zona Beius, Vascau scade la cca. 97kV. Declansarea postavarie prin automata a bobinelor din Oradea conduce la un regim admisibil.

- In saptamana 38 (20.09.09), pe perioada retragerii liniei 220kV Baia Mare-Tihau si a c1 si c2 ale liniei 220kV Baia Mare-Rosiori, la declansarea liniei 400kV Rosiori-Oradea, tensiunile scad la cca. 96-97kV in zona Oradea. Declansarea postavarie prin automata a bobinei din Oradea conduce la un regim admisibil.

Se mentioneaza ca la declansarea barei 220kV Baia Mare B1 Panoul 1, respectiv a barei 220kV Baia Mare B1 Panourile 3+4, in perioada in care este retrasa CT 220kV Baia Mare, se obtine un regim admisibil, in intervalul in care este retras simultan si T 400/110kV Oradea.

In intervalul in care este retrasa linia 400kV Rosiori-Mukacevo, la declansarea barei 220kV Baia Mare B1 Panoul 1 (cu celulele liniei 220kV Tihau si ale c1+c2 Rosiori) se obtine un regim admisibil. La declansarea barei 220kV Baia Mare B1 Panourile 3+4 (cu celulele AT1 220/110kV Baia Mare si liniei 220kV Iernut) tensiunile scad la cca. 97kV in Sighet. Se va functiona doar cu una dintre bobinele 400kV din Oradea si Rosiori.

Sapatamana 39-40

In regimul cu N elemente in functiune , precum si la verificarea criteriului N-1, se obtin regimuri admisibile, inclusiv la declansarea oricarei sectii a barei sectionate B1 220kV Baia Mare (fie cea cu celulele liniei 220kV Tihau si c2 al liniei 220kV Rosiori, fie cea cu celulele AT1 220/110kV Iernut si ale liniei 220kV Iernut).

III.3 Schema de calcul FAI

În perioada de desfășurare a lucrărilor de RK din FAI, în care este retras unul din cele două AT 220/110kV, este necesară conectarea liniilor de 110kV Nord-Războieni, Vatra-Tg.Frumos și Barlad-Glavanesti, pentru respectarea criteriului N-1.

Suplimentar față de retragerile din exploatare ale echipamentelor conform perioadelor de lucrări RK în stația 220kV FAI s-a considerat retragerea unui al doilea echipament din stațiile 220kV FAI și Munteni.

Analizele arată că se respectă criteriul de siguranță N-1.

III.4 Schema de calcul Sărdanesti

Pe perioada retragerii simultane a liniilor Urechești și Craiova Nord (săptămâna 24-25) nu se respectă criteriul N-1: la declanșarea AT 220/110kV Urechești, tensiunea în zona Tg. Jiu scade la cca. 91-93kV.

Dacă se conectează AT 220/110kV aflat în rezervă în stația Tg. Jiu, se asigură un regim admisibil.

Condițiile de regim necesare pentru respectarea criteriului N-1 în cazul retragerilor de scurtă durată sunt prezentate în tabelul 6.1.

III.5 Schema de calcul Isălnita

Schema de calcul Isălnita se suprapune de fapt schema de calcul cu o unitate CNE (aceasta ia în considerare și RK al liniilor 220kV Sărdanesti –Urechești și Sărdanesti-Craiova N).

Se asigură criteriul N-1.

Condițiile de regim necesare pentru respectarea criteriului N-1 în cazul retragerilor de scurtă durată sunt prezentate în tabelul 6.1.

3.4. MANAGEMENTUL CONGESTIILOR IN ZONA MUNICIPIULUI BUCURESTI

Analiza congestiilor in zona Bucuresti s-a efectuat pornind de la balanta Bal 1 din anexa 2.3.1 considerata in cadrul studiului. S-a luat in considerare consumul municipiului Bucuresti si al zonei adiacente, consum alimentat din autotransformatoarele 220/110kV din Bucuresti Sud, Fundeni, Ghizdaru, Tr.Magurele si din transformatoarele 400/110kV Domnesti. Pentru acest consum s-au analizat paliere de varf cuprinse intre 950 si 1150MW, pe baza inregistrarilor din vara 2008, prezentate in tabelul **confidential** si tinand cont de faptul ca varful de sarcina in Bucuresti, vara, se inregistreaza aproximativ la ora 14 si este cu cel putin 100MW mai mare decat consumul inregistrat la ora 12.

La analiza congestiilor s-a tinut cont de urmatoarele aspecte:

- pentru perioada analizata s-au considerat puterile prioritare (valori medii nete lunare) comunicate de catre ELCEN Bucuresti prin adresa 971/04.02.2009 **confidential**
- s-a considerat putere congestionata diferenta dintre puterea minima necesara a fi generata intr-o zona pentru respectarea criteriului N-1 si puterea prioritara stabilita pentru centrala/zona respectiva in perioada analizata;
- la calculul cantitatii de energie selectata pentru eliminarea congestiilor se tine cont ca un grup nu se poate incarca la o putere mai mica decat minimul tehnic al acestuia;
- in timpul zilelor lucratoare, grupurile pornite pentru eliminarea congestiilor la orele de varf de sarcina raman in functiune si in afara orelor de varf de sarcina, la minimul tehnic, (daca este necesara functionarea lor pentru mai multe zile);
- s-a considerat ca numarul zilnic al orelor de functionare la varf de sarcina reprezinta numarul orelor in care puterea consumata este mai mare decat $1.05 \times P_{medie}$ (conform metodologiei pentru determinarea orelor de gol si de virf ale SEN); conform curbelor medii de sarcina din fig.3.4.1, rezulta urmatoarele valori pentru lunile aprilie-octombrie:
aprilie – 7h , mai ,septembrie – 9h, octombrie – 7h;
- durata functionarii la varf de sarcina este data de
Nr.zile lucratoare x Nr.ore de functionare la varf de sarcina;
- durata functionarii la minimul tehnic in afara orelor de varf de sarcina (din cauza selectiei pentru eliminarea congestiilor la varf de sarcina) este data de:
Nr.zile lucratoare x (24 - Nr.ore de functionare la varf de sarcina);
- energia selectata intr-o perioada pentru eliminarea congestiilor este data de puterea congestionata inmultita cu durata functionarii la varf de sarcina plus puterea minima inmultita cu durata functionarii la minimul tehnic in afara orelor de varf;
- costul mediu al energiei pentru eliminarea congestiilor s-a considerat 200lei/MWh.
- programul de reparatii grupuri si opriri totale centrale, conform adresei ELCEN Nr.971 din 04.02.2009, prezentata in anexa 3.4.1.

In cadrul analizei s-a pornit de la regimuri fara productie in zona de sud, respectiv de vest a Bucurestiului, determinandu-se puterea minima necesara a fi generata in fiecare dintre zone, pentru fiecare palier de varf de consum considerat, astfel incat sa se respecte criteriul N-1 de siguranta.

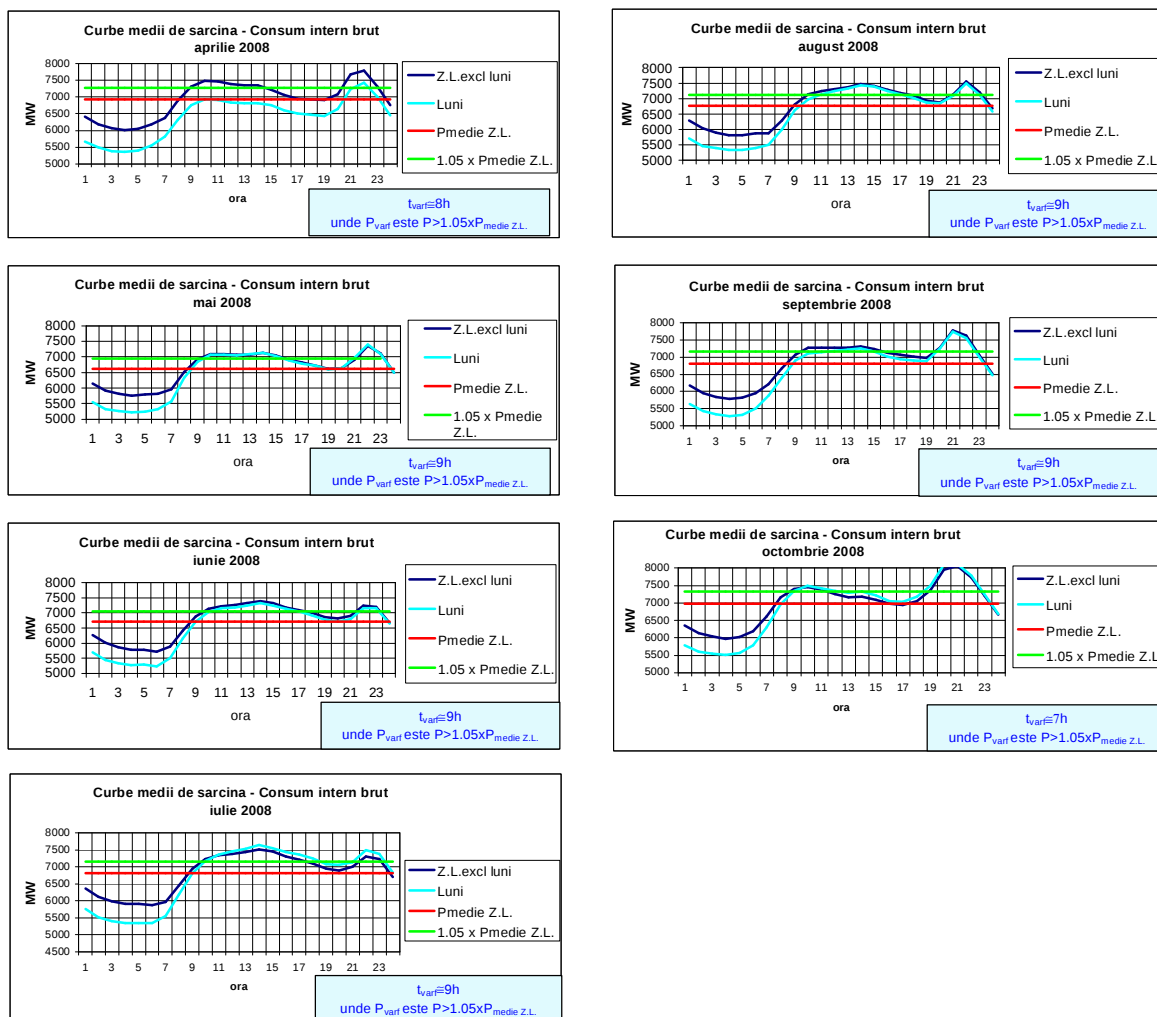
S-au analizat regimuri cu N-1 si N-2 elemente in functiune. S-a constatat ca pentru zonele analizate elementele a caror declansare are influenta asupra parametrilor regimurilor sunt AT-urile 220/110kV Bucuresti Sud, pentru zona de sud, iar pentru zona de vest transformatoarele 400/110kV Domnesti si liniile din axa d.c.110kV Domnesti-Bujoreni-Militari-Grozavesti.

Pentru zona de sud a Bucurestiului s-a analizat si posibilitatea eliminarii congestiilor prin buclarea retelei 110kV cu zona Mostistea, conectand cupla din Solex. Din cauza lipsei de informatii privind programul de lucrari, nu s-au analizat congestiile posibil sa apara in perioada retehnologizarii statiei 110kV Bucuresti Sud. Rezultatele sunt prezentate in tabelul 3.4.2.

In situatia retragerii din exploatare a unui autotransformator 220/110kV in statia Bucuresti Sud, dupa modificarea schemei de functionare conform conditionarilor de regim (conectarea cuplelor din Solex si

CET Progresu, deconectarea c2 110kV Progresu-Jilava si mutarea liniei 110kV Domnesti-Jilava pe bara 2 din Jilava), criteriul N-1 pentru aceasta schema de reparatii este indeplinit daca deficitul zonei de sud nu depaseste **confidential**.

Fig. 3.4.1



Pentru zona de vest s-au analizat schema actuala de functionare, cu doua transformatoare 400/110kV in Domnesti si trei variante de schema de functionare determinate de montarea celui de-al treilea transformator 400/110kV (Tr5 400/110kV) in statia Domnesti:

- **varianta A** - schema actuala de functionare, cu doua transformatoare 400/110kV in statia Domnesti;
- **varianta B** - schema cu trei transformatoare 400/110kV in statia Domnesti, cu urmatoarea distributie a elementelor pe bare (fig.3.4.2.b):
 - § Bara 1: Tr5 + liniile Chitila d.c., Mihailesti, IFA, Jilava, Masini Grele + consum statia Domnesti (Tr110/mt)
 - § Bara 2A: Tr1 + linia 110kV Bujoreni c2
 - § Bara 2B: Tr2 + linia 110kV Bujoreni c1
 - cupla 110kV Crangasi deconectata, cu consumul statiei si linia Pajura preluate pe bara alimentata prin linia Chitila, iar cealalta bara alimentata din statia Bujoreni;
 - liniile 110kV Arcuda-Titu si Chitila-Potlogi deconectate;

- **varianta C** - schema cu trei transformatoare 400/110kV in statia Domnesti, cu urmatoarea distributie a elementelor pe bare (fig.3.4.2.c):
 - § Bara 1: Tr5 + linia Chitila d.c. + consum statia Domnesti (Tr110/mt) + linia Masini Grele
 - § Bara 2A: Tr1 + liniile 110kV Bujoreni c2, Mihailesti, Jilava
 - § Bara 2B: Tr2 + linia 110kV Bujoreni c1, IFA,
 - cupla 110kV Crangasi deconectata, cu consumul statiei si linia Pajura preluate pe bara alimentata prin linia Chitila, iar cealalta bara alimentata din statia Bujoreni;
 - liniile 110kVArcuda-Titu si Chitila-Potlogi conectate;
- **varianta D** - schema cu trei transformatoare 400/110kV in statia Domnesti, cu urmatoarea distributie a elementelor pe bare (fig.3.4.2c):
 - § Bara 1: Tr5 + linia Chitila d.c. + consum statia Domnesti (tr110/mt) + linia Masini Grele
 - § Bara 2A: Tr1 + liniile 110kV Bujoreni c2, Mihailesti, Jilava
 - § Bara 2B: Tr2 + linia 110kV Bujoreni c1, IFA,
 - cupla 110kV Crangasi conectata;
 - liniile 110kVArcuda-Titu si Chitila-Potlogi deconectate.

OBS: Pentru schema prezentata la varianta D este necesara verificarea curentilor de scurtcircuit la functionarea cu trei transformatoare 400/110kV in statia Domnesti si cupla 110kV Crangasi conectata.

S-a analizat si posibilitatea eliminarii congestiilor prin buclarea retelei 110kV cu zona Gradistea, prin conectarea liniei Icoana-Harlesti, insa influenta este nesemnificativa, in special dupa montarea Tr5 Domnesti.

Rezultatele sunt prezentate in tabelele 3.4.3-3.4.6.

In cazul retragerii din exploatare a unui transformator 400/110kV in statia Domnesti s-a considerat ca se revine la schema actuala de functionare, pentru verificarea regimurilor cu N-2 elemente in functiune fiind valabile rezultatele de la varianta A.

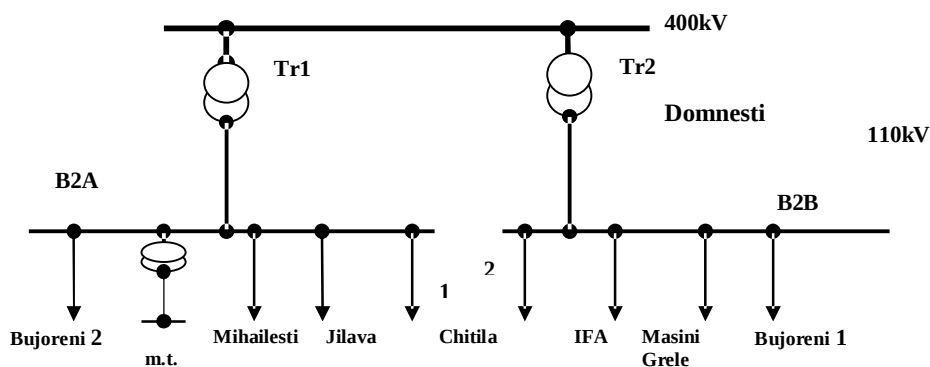


Fig. 3.4.2a - VARIANTA A

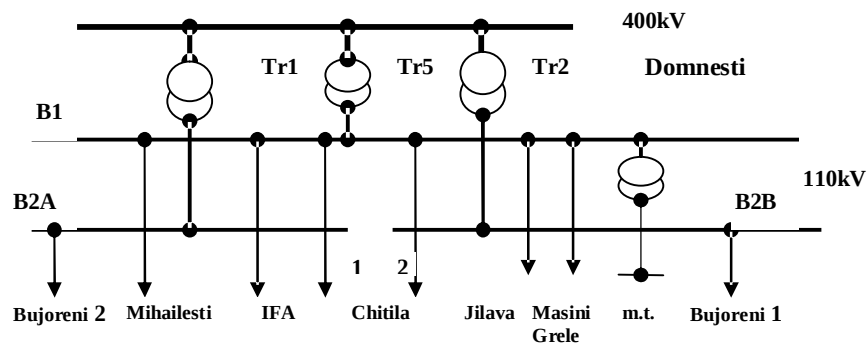


Fig. 3.4.2b - VARIANTA B

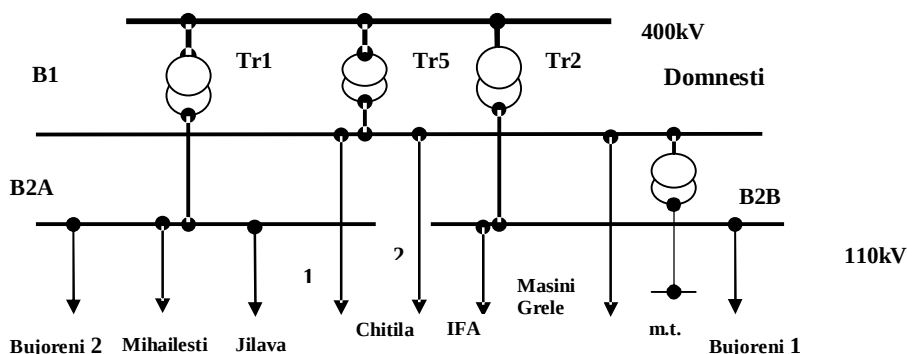


Fig. 3.4.2c - VARIANTA C

Tabel 3.4.2 Sinteza analizei congestiilor in zona de sud a Bucurestiului in perioada aprilie-octombrie 2009

Consum zona [MW]	Conting. critica	Element congestionat	Masuri alternative de buclare retea 110kV	Cost cong. LEI
950 ¹⁾ (203) ²⁾	AT1(2) 220/110kV Buc.Sud	105% S_n pe AT2(1) 220/110kV Buc.S	Conectare cupla 110kV Solex. Post-avarie 85% S_n pe AT2(1) Buc.Sud	-
			-	-
1000 ¹⁾ (214) ²⁾	AT1(2) 220/110kV Buc.S	111% S_n pe AT2(1) 220/110kV Buc.S	Conectare cupla 110kV Solex. Post-avarie 92% S_n pe AT2(1) Buc.Sud	-
			-	-
1050 ¹⁾ (225) ²⁾	AT1(2) 220/110kV Buc.Sud	118% S_n pe AT2(1) 220/110kV Buc.S	Conectare cupla 110kV Solex. Post-avarie 97% S_n pe AT2(1) Buc.Sud	-
			-	-
1100 ¹⁾ (236) ²⁾	AT1(2) 220/110kV Buc.Sud	130% S_n pe AT2(1) 220/110kV Buc.S	Conectare cupla 110kV Solex. Post-avarie 104% S_n pe AT2(1) Buc.Sud	-
			-	1440000
1150 ¹⁾ (247) ²⁾	AT1(2) 220/110kV Buc.Sud	139% S_n pe AT2(1) 220/110kV Buc.S 110% I_{lt} Buc.S-UMGB c1	Conectare cupla 110kV Solex. Post-avarie 109% S_n pe AT2(1) Buc.Sud	-
			-	1440000
	AT3(4) 400/220kV Buc.Sud	109% S_n pe AT4(3) 400/220kV Buc.Sud	Conectare cupla 110kV Solex. Post-avarie 109% S_n pe AT4(3) Buc.Sud	3214200
			-	

1) Consum total zona analizata

2 Consum alimentat prin AT1+AT2 220/110kV Bucuresti Sud

Tabel 3.4.3. Sinteza analizei congestiilor in zona de vest a Bucurestiului in perioada aprilie-octombrie 2009 - Varianta A

Consum [MW]	Conting. critica	Element congestionat in regimul fara prod. in zona de Vest	Cost cong. LEI
950 ¹⁾ (468) ²⁾ (135) ³⁾	Tr2 400/110kV Domnesti	110% S_n Tr1 400/110kV Domnesti Depasiri de pana la 111% I_{lt} pe liniile 110kV intre Domnesti si Grozavesti	9600000
1000 ¹⁾ (493) ²⁾ (144) ³⁾	Tr2 400/110kV Domnesti	120% S_n Tr1 400/110kV Domnesti Depasiri de pana la 120% I_{lt} pe liniile 110kV intre Domnesti si Grozavesti	11040000
1050 ¹⁾ (518) ²⁾ (151) ³⁾	- Tr2(1) 400/110kV Domnesti - LEA 110kV Bujoreni-Domnesti c2	125% S_n Tr1(2) 400/110kV Domnesti Depasiri de pana la 142% I_{lt} pe liniile 110kV intre Domnesti si Grozavesti	11040000
1100 ¹⁾ (538) ²⁾ (158) ³⁾	- Tr2(1) 400/110kV Domnesti - LEA 110kV Bujoreni-Domnesti c2	133% S_n Tr1 400/110kV Domnesti Depasiri de pana la 150% I_{lt} pe liniile 110kV intre Domnesti si Grozavesti	12588000
1150 ¹⁾ (560) ²⁾ (166) ³⁾	- Tr2(1) 400/110kV Domnesti - LEA 110kV Bujoreni-Domnesti c2	143% S_n Tr1 400/110kV Domnesti Depasiri de pana la 160% I_{lt} pe liniile 110kV intre Domnesti si Grozavesti	14190000

1) Consum total zona analizata

2) Consum zona de vest a Bucurestiului

3) Consum alimentat prin linia d.c. 110kV Bujoreni-Militari

Tabel 3.4.4 Sinteza analizei congestiilor in zona de vest a Bucurestiului in perioada aprilie-octombrie 2009 - Varianta B

Consum zona [MW]	Conting. critica	Element congestionat in regimul fara prod. in zona de Vest	Cost cong. LEI
950 ¹⁾ (468) ²⁾ (135) ³⁾	- Tr1 400/110kV Domnesti - LEA 110kV Bujoreni-Domnesti c2	Depasiri de pana la 122% I_{lt} pe liniile 110kV intre Domnesti si Grozavesti	0
1000 ¹⁾ (493) ²⁾ (144) ³⁾	- Tr1 400/110kV Domnesti - LEA 110kV Bujoreni-Domnesti c2	Depasiri de pana la 130% I_{lt} pe liniile 110kV intre Domnesti si Grozavesti	9681000
1050 ¹⁾ (518) ²⁾ (151) ³⁾	- Tr1 400/110kV Domnesti - LEA 110kV Bujoreni-Domnesti c2	Depasiri de pana la 139% I_{lt} pe liniile 110kV intre Domnesti si Grozavesti	11040000
1100 ¹⁾ (538) ²⁾ (158) ³⁾	- Tr1 400/110kV Domnesti - LEA 110kV Bujoreni-Domnesti c2	Depasiri de pana la 147% I_{lt} pe liniile 110kV intre Domnesti si Grozavesti	12453000
1150 ¹⁾ (560) ²⁾ (166) ³⁾	- Tr1 400/110kV Domnesti - LEA 110kV Bujoreni-Domnesti c2	Depasiri de pana la 153% I_{lt} pe liniile 110kV intre Domnesti si Grozavesti	14055000

Tabel 3.4.5 Sinteza analizei congestiilor in zona de vest a Bucurestiului in perioada aprilie-octombrie 2009 - Varianta C

P_{cons.} [MW]	Conting. critica	Element congestionat in regimul fara prod. in zona de Vest	Cost cong. LEI
950¹⁾ (468)²⁾ (135)³⁾	LEA 110kV Bujoreni-Domnesti c2	Depasiri de pana la 122%I _{lt} pe liniile 110kV intre Domnesti si Grozavesti	0
1000¹⁾ (493)²⁾ (144)³⁾	LEA 110kV Bujoreni-Domnesti c2	Depasiri de pana la 132%I _{lt} pe liniile 110kV intre Domnesti si Grozavesti	9681000
1050¹⁾ (518)²⁾ (151)³⁾	LEA 110kV Bujoreni-Domnesti c2	Depasiri de pana la 140%I _{lt} pe liniile 110kV intre Domnesti si Grozavesti	11040000
1100¹⁾ (538)²⁾ (158)³⁾	LEA 110kV Bujoreni-Domnesti c2	Depasiri de pana la 147%I _{lt} pe liniile 110kV intre Domnesti si Grozavesti	12453000
1150¹⁾ (560)²⁾ (166)³⁾	LEA 110kV Bujoreni-Domnesti c2	Depasiri de pana la 153%I _{lt} pe liniile 110kV intre Domnesti si Grozavesti	14055000

Tabel 3.4.6 Sinteza analizei congestiilor in zona de vest a Bucurestiului in perioada aprilie-octombrie 2009 - Varianta D

P_{cons.} [MW]	Conting. critica	Element congestionat in regimul fara prod. in zona de Vest	Cost cong. LEI
950¹⁾ (468)²⁾ (135)³⁾	LEA 110kV Bujoreni-Domnesti c2	Depasiri de pana la 125%I _{lt} pe liniile 110kV intre Domnesti si Grozavesti	0
1000¹⁾ (493)²⁾ (144)³⁾	LEA 110kV Bujoreni-Domnesti c2	Depasiri de pana la 133%I _{lt} pe liniile 110kV intre Domnesti si Grozavesti	9681000
1050¹⁾ (518)²⁾ (151)³⁾	LEA 110kV Bujoreni-Domnesti c2	Depasiri de pana la 138%I _{lt} pe liniile 110kV intre Domnesti si Grozavesti	11040000
1100¹⁾ (538)²⁾ (158)³⁾	LEA 110kV Bujoreni-Domnesti c2	Depasiri de pana la 146%I _{lt} pe liniile 110kV intre Domnesti si Grozavesti	12453000
1150¹⁾ (560)²⁾ (166)³⁾	LEA 110kV Bujoreni-Domnesti c2	Depasiri de pana la 155%I _{lt} pe liniile 110kV intre Domnesti si Grozavesti	14055000

Obs.1: Costul mediu al unui MWh energie congestionata s-a considerat 200Lei. O valoare mai mare va conduce implicit la un cost total mai mare al congestiilor in aceasta zona.

OBS.2: Cantitatile de energie necesare pentru managementul congestiilor, respectiv costurile acestora, prezentate in tabelele **confidential** sunt valabile daca in centralele din Bucuresti se respecta puterile prioritare **confidential**. Daca notificările in zilele lucratoare nu vor corespunde cu valorile considerate ca productii prioritare, energia selectata pentru eliminarea congestiilor va creste considerabil, tinand cont si de faptul ca un grup pornit pentru eliminarea congestiilor nu va putea fi oprit in afara orelor de varf, urmand a fi mentinut in functiune la puterea minima tehnica.

confidential

Verificarea criteriului N-1 pentru fiecare dintre variantele de schema de functionare propuse pentru statia 110kV Domnesti dupa montarea Tr5, a evidentiat o serie de regimuri in care nu sunt respectate conditiile tehnice prevazute in codul RET. Acestea sunt prezentate in tabelele 3.4.10-3.4.12 impreuna cu masuri posibile pentru rezolvarea regimurilor respective.

Tabel 3.4.10 Violari ale criteriului N-1 in schema de functionare propusa in Varianta B

Element declansat	Consum [MW]	Ploturi de functionare	Probleme regim post-avarie	Masuri	Observatii
Tr5 400/110kV Domnesti	950	AT1,2 Ghizdaru – 17 AT Tr.Magurele – 16	98-99kV Pajura, Laromet,Crangasi, Chitila, Arcuda	Conectare post-avarie cupla 110kV Crangasi	Dupa conectarea cuplei Crangasi, 122- 123 kV Ghizdaru, Tr.Magurele
Tr5 400/110kV Domnesti	1000	AT1,2 Ghizdaru – 20 AT Tr.Magurele – 17	98-99kV Pajura, Laromet,Crangasi, Chitila, Arcuda	Conectare post-avarie cupla 110kV Crangasi	Dupa conectarea cuplei Crangasi, 122- 123 kV Ghizdaru, Tr.Magurele
Tr5 400/110kV Domnesti	1050	AT1,2 Ghizdaru – 21 AT Tr.Magurele – 18	93kV Pajura, Laromet,Crangasi, Chitila, Arcuda	Conectare post-avarie cupla 110kV Crangasi	Dupa conectarea cuplei Crangasi, 122- 123 kV Ghizdaru, Tr.Magurele
Tr5 400/110kV Domnesti	1100	AT1,2 Ghizdaru – 22 AT Tr.Magurele – 19	89kV Pajura, Laromet,Crangasi, Chitila, Arcuda	Conectare post-avarie cupla 110kV Crangasi	Dupa conectarea cuplei Crangasi, 122- 123 kV Ghizdaru, Tr.Magurele si 95% _{lim_t} pe c1 110kV Domnesti-Bujoreni
Tr5 400/110kV Domnesti	1150	AT1,2 Ghizdaru – 23 AT Tr.Magurele – 20	79kV Pajura, Laromet,Crangasi, Chitila, Arcuda	Conectare post-avarie cupla 110kV Crangasi	Dupa conectarea cuplei Crangasi, 122- 123 kV Ghizdaru, Tr.Magurele 101% _{lim_t} pe c1 110kV Domnesti-Bujoreni
Bara 1 110kV Domnesti	950+1150	-	Raman fara tensiune statiile Arcuda, Chitila si barele din Pajura, Laromet,Crangasi alimentate din Tr5	Consumul din Crangasi, Pajura si Laromet este preluat prin AAR pe alimentarea de rezerva. Conectare cupla 110kV Crangasi sau una din liniile 110kV Arcuda-Titu sau Chitila-Potlogi	Consumul statiilor Arcuda si Chitila ramane nealimentat pana la conectarea cuplei din Crangasi sau a uneia din liniile Arcuda-Titu sau Chitila-Potlogi

Varianta B:

Se constata ca pentru un consum in Bucuresti si zona Ghizdaru-Tr.Magurele mai mare de cca.1000MW, la declansarea Tr5 400/110kV Domnesti tensiunile in zona Crangasi, Pajura, Laromet scad semnificativ, chiar la functionarea AT-urilor din Ghizdaru si Tr.Magurele pe ploturile 22-23. Regimul se poate rezolva prin conectarea post-avarie a cuplei 110kV din Crangasi pana la un consum de cca.1100MW in zona considerata.

Caderea barei 1 110kV Domnesti determina ramanerea fara tensiune a statiilor Arcuda-Chitila si prin urmare nealimentarea consumatorilor racordati in aceste statii. Semistatiile din Crangasi, Pajura si Laromet alimentate din bara respectiva raman fara tensiune dar consumul acestora este preluat pe o alta sursa prin actionarea instalatiilor de AAR.

In aceasta schema de functionare apar in continuare congestii in zona de vest a Bucurestiului provocate de declansarea Tr1 sau Tr2 400/110kV Domnesti fapt care nu justifica montarea Tr5.

Tinand cont de cele prezentate mai sus, **nu se recomanda adoptarea schemei de functionare prezentate in varianta B.**

Obs: Problemele de regim provocate de declansarea Tr5 sau de caderea barei 1 110kV Domnesti se pot rezolva conectand liniile 110kV Chitila-Potlogi si Arcuda-Titu. Raman insa congestiile provocate inclusiv de declansarea Tr1 sau Tr2 400/110kV Domnesti. Pentru rezolvarea acestora se va studia posibilitatea functionarii radiale a axelor d.c 110kV Domnesti-Bujoreni-Militari-Grozavesti (cupla transversala 110kV Grozavesti deconectata), cu sau fara productie in CET Grozavesti si CET Vest, cu posibilitatea preluarii sarcinii prin AAR pe alimentarea de rezerva la ramanerea fara tensiune ca urmare a declansarii unui element din axa respectiva.

Tabel 3.4.11 Violari ale criteriului N-1 in schema de functionare propusa in Varianta C

Element declansat	Consum [MW]	Ploturi de functionare	Probleme regim post-avarie	Masuri	Observatii
Tr5 400/110kV Domnesti	950	AT1,2 Ghizdaru – 17 AT Tr.Magurele – 17 AT1,2 Targoviste - 18	98-99kV Pajura, Laromet,Cranganasi, Chitila, Arcuda	Conectare post-avarie cupla 110kV Crangasi	Dupa conectarea cuplei Crangasi, 122-123 kV Ghizdaru, Tr.Magurele, Targoviste
Tr5 400/110kV Domnesti	1000	AT1,2 Ghizdaru – 19 AT Tr.Magurele – 17 AT1,2 Targoviste - 19	96-97kV Pajura, Laromet,Cranganasi, Chitila, Arcuda	Conectare post-avarie cupla 110kV Crangasi	Dupa conectarea cuplei Crangasi, 122-123 kV Ghizdaru, Tr.Magurele, Targoviste
				Functionarea cu linia 110kV Mihailesti pe bara 1 110kV Domnesti. La declansarea Tr5 Domnesti tensiunile in statiile Crangasi, Pajura, Laromet scad la cca.99kV.)*	*)In cazul functionarii cu linia Mihailesti pe bara 1 Domnesti (cu Tr5) AT-urile din Ghizdaru si Tr.Magurele s-au considerat in functiune pe plotul 13, iar cele din Targoviste pe plotul 14.
Tr5 400/110kV Domnesti	1050	AT1,2 Ghizdaru – 19 AT Tr.Magurele – 17 AT1,2 Targoviste - 19	95kV Pajura, Laromet,Cranganasi, Chitila, Arcuda	Conectare post-avarie cupla 110kV Crangasi	Dupa conectarea cuplei Crangasi, 122-123 kV Ghizdaru, Tr.Magurele
				Functionarea cu linia 110kV Mihailesti pe bara 1 110kV Domnesti. La declansarea Tr5 Domnesti tensiunile in statiile Crangasi, Pajura, Laromet scad la cca.99kV.)*	*)In cazul functionarii cu linia Mihailesti pe bara 1 Domnesti (cu Tr5) AT-urile din Ghizdaru si Tr.Magurele s-au considerat in functiune

					pe plotul 13, iar cele din Targoviste pe plotul 15.
Tr5 400/110kV Domnesti	1100	AT1,2 Ghizdaru – 20 AT Tr.Magurele – 17 AT1,2 Targoviste - 19	83-85kV Pajura, Laromet,Cran gasi, Chitila, Arcuda si 118% _{lim_t} pe linia Chitila- Potlogi	Conectare cupla 110kV Crangasi	Dupa conectarea cuplei Crangasi, 122- 123 kV Ghizdaru, Tr.Magurele
				Functionarea cu linia 110kV Mihailesti pe bara 1 110kV Domnesti. La declansarea Tr5 Domnesti tensiunile in statiile Crangasi, Pajura, Laromet scad la cca.99kV.)*	*)In cazul functionarii cu linia Mihailesti pe bara 1 Domnesti (cu Tr5) AT-urile din Ghizdaru si Tr.Magurele s-au considerat in functiune pe plotul 15, iar cele din Targoviste pe plotul 16.
Tr5 400/110kV Domnesti	1150	AT1,2 Ghizdaru – 20 AT Tr.Magurele – 19 AT1,2 Targoviste - 19	79kV Pajura, Laromet,Cran gasi, Chitila, Arcuda, 127% _{lim_t} pe linia Chitila- Potlogi si 104% _{lim_t} pe linia Targoviste- Titu	Conectare cupla 110kV Crangasi	Dupa conectarea cuplei Crangasi, 122- 123 kV Ghizdaru, Tr.Magurele 101% _{lim_t} pe c1 110kV Domnesti-Bujoreni
				Functionarea cu linia Mihailesti pe bara 1 110kV Domnesti. La declansarea Tr5 Domnesti tensiunile in statiile Crangasi,Pajura, Laromet scad la cca.99kV.)*	*)In cazul functionarii cu linia Mihailesti pe bara 1 Domnesti (cu Tr5) AT-urile din Ghizdaru si Tr.Magurele s-au considerat in functiune pe plotul 18, iar cele din Targoviste pe plotul 17.
Bara 1 110kV Domnesti	1150	AT1,2 Ghizdaru – 19 AT Tr.Magurele – 19 AT1,2 Targoviste - 19	92-94kV Pajura, Laromet,Cran gasi, Chitila, Arcuda, 93% _{lim_t} pe linia Chitila- Potlogi	Consumul barei 1 Domnesti este preluat prin AAR pe alimentarea de rezerva. Se conecteaza post-avarie cupla 110kV Crangasi.	Dupa conectarea cuplei Crangasi regimul este admisibil.

Varianta C:

Pentru a evita tensiunile scazute si supraincercarea liniilor de 110kV din zona la declansarea Tr5 400/110kV Domnesti, se propune **modificarea schemei din varianta C prin trecerea liniei 110kV Mihailesti pe bara 1 110kV Domnesti**. Aceasta schimbare nu modifica volumul congestiilor in zona de vest, acesta fiind impus de consumul alimentat prin linia 110kV d.c. Bujoreni-Militari si de productia din centralele Bucuresti Vest si Grozavesti.

OBS: Adoptarea schemei prezentate la varianta C, completata cu functionarea liniei 110kV Mihailesti-Domnesti pe bara 1 in Domnesti (cu Tr5 400/110kV Domnesti), presupune buclarea zonelor Tr.Magurele-Ghizdaru-Targoviste si a unei parti din zona de vest a Bucurestiului, implicand acceptul Electrica.

In acesta schema declansarea unor elemente din RET nu mai conduce la aparitia congestiilor in zona de vest a Bucurestiului. Acestea sunt determinate de subdimensionarea retelei de distributie pe axa 110kV d.c. Domnesti-Bujoreni-Militari-Grozavesti, corelat cu consumul mare alimentat din acesta axa si cu productia redusa in centralele Bucuresti Vest si Grozavesti in perioada de vara.

Tabel 3.4.12 Violari ale criteriului N-1 in schema de functionare propusa in **Varianta D**

Element declansat	Palier consum [MW]	Ploturi de functionare	Probleme regim post-avarie	Masuri post-avarie	Observatii
Tr5 400/110kV Domnesti	950	AT1,2 Ghizdaru – 14 AT Tr.Magurele – 13	114kV Chitila, Arcuda	-	-
Tr5 400/110kV Domnesti	1000	AT1,2 Ghizdaru – 14 AT Tr.Magurele – 13	112kV Chitila, Arcuda	-	-
Tr5 400/110kV Domnesti	1050	AT1,2 Ghizdaru – 14 AT Tr.Magurele – 13	111kV Chitila, Arcuda	-	Post-avarie, 87% I_{lim_t} pe linia 110kV Crangasi-Bujoreni
Tr5 400/110kV Domnesti	1100	AT1,2 Ghizdaru – 14 AT Tr.Magurele – 13	108-109kV Chitila, Arcuda, 100% I_{lim_t} pe c1 110kV Domnesti-Bujoreni, 94% I_{lim_t} pe linia 110kV Crangasi-Bujoreni	Se muta linia 110kV Domnesti-Mihailesti pe bara 1 Domnesti. Sarcina pe c1 110kV Domnesti-Bujoreni scade la 92% I_{lim_t} , iar pe linia Crangasi-Bujoreni scade la 80% I_{lim_t}	Pentru a evita suprasarcinile pe liniile de 110kV la declansarea Tr5 Domnesti, se functioneaza in schema normala cu linia Mihailesti pe bara 1 Domnesti 110kV.
Tr5 400/110kV Domnesti	1150	AT1,2 Ghizdaru – 14 AT Tr.Magurele – 13	105-106kV Chitila, Arcuda, 107% I_{lim_t} pe c1 110kV Domnesti-Bujoreni, 101% I_{lim_t} pe linia 110kV Crangasi-Bujoreni	Se muta linia 110kV Domnesti-Mihailesti pe bara 1 Domnesti. Sarcina pe c1 110kV Domnesti-Bujoreni scade la 98% I_{lim_t} , iar pe linia Crangasi-Bujoreni scade la 86% I_{lim_t}	Pentru a evita suprasarcinile pe liniile de 110kV la declansarea Tr5 Domnesti, se functioneaza in schema normala cu linia Mihailesti pe bara 1 Domnesti 110kV.
Bara 1 110kV Domnesti	1150	AT1,2 Ghizdaru – 14 AT Tr.Magurele – 13	108-109kV Chitila, Arcuda, 98% I_{lim_t} pe c1 110kV Domnesti-Bujoreni, 83% I_{lim_t} pe linia 110kV Crangasi-Bujoreni	Consumul barei 1 Domnesti este preluat prin AAR pe celelalte bare din statia respectiva.	

Varianta D:

Pentru a evita supraincercarea liniilor de 110kV din zona la declansarea Tr5 400/110kV Domnesti, se propune **modificarea schemei din variantei D prin trecerea liniei 110kV Mihailesti pe bara 1 110kV Domnesti**. Aceasta schimbare nu modifica volumul congestiilor in zona de vest, acesta fiind impus de consumul alimentat prin linia 110kV d.c. Bujoreni-Militari si de productia din centralele Bucuresti Vest si Grozavesti.

Pentru aceasta schema de functionare este necesara verificarea curentilor de scurtcircuit la functionarea cu trei transformatoare 400/110kV in statia Domnesti si cupla 110kV Crangasi conectata.

Si aceasta schema de functionare conduce la eliminarea congestiilor provocate in zona de vest a Bucurestiului de declansarea unor elemente din reseaua de transport. Congestiile rezultate au ca sursa dimensionarea necorespunzatoare a retelei de 110kV, corelat cu consumul mare si puterea generata redusa in zona.

In concluzie, pe baza analizei prezentate mai sus, rezulta urmatoarele consideratii:

1. Costul estimat al congestiilor in zona de sud a Bucurestiului la functionarea in schema normala in perioada 01 aprilie – 31 octombrie 2009, este de cca.1,44milioane Lei, pentru un consum al zonei de sud de cca.245MW.
2. Costul estimat al congestiilor in zona de vest a Bucurestiului la functionarea in schema normala in perioada 01 aprilie - 31 octombrie 2009, variaza intre:
 - § 9.6 milioane Lei pentru un consum al zonei de cca.135MW si 1.42 milioane Lei pentru un consum alimentat din linia d.c. 110kV Bujoreni-Militari de cca.165MW – in schema cu doua transformatoare 400/110kV in statia Domnesti;
 - § 9.68 milioane Lei pentru un consum al zonei de cca.145MW si 1.4 milioane Lei pentru un consum alimentat din linia d.c. 110kV Bujoreni-Militari de cca.165MW – in schema cu trei transformatoare 400/110kV in statia Domnesti;
3. Schema prezentata la **varianta B** pentru zona Domnesti nu elimina congestiile provocate de declansarea unor elemente din reseaua de transport si nu asigura respectarea criteriului N-1 decat pentru un consum de cca.1000MW al zonei analizate; prin urmare **nu se recomanda adoptarea schemei corespunzatoare variantei B**;
4. Pentru eliminarea congestiilor in schema normala in zona de vest dupa montarea Tr5, cel putin in perioada cand in CET Grozavesti si Bucuresti Vest nu functioneaza niciun grup, pe termen scurt se va studia in varianta B completata cu buclarea zonelor 110kV Domnesti si Targoviste posibilitatea functionarii radiale a retelei 110kV intre Domnesti si Grozavesti, cu rezervarea alimentarii consumului prin preluarea pe sursele de rezerva ca urmare a actionarii instalatiilor de AAR.
5. Schema prezentata la **varianta C** pentru zona Domnesti, **modificata prin racordarea liniei 110kV Domnesti-Mihailesti pe bara 1 110kV** Domnesti (pe care va functiona Tr5), elimina congestiile provocate de declansarea unor elemente din reseaua de transport. Criteriul N-1 este respectat daca in statiile Ghizdaru, Tr.Magurele si Targoviste se functioneaza cu autotransformatoarele pe ploturile superioare (17-18). Pentru ca regimul rezultat dupa caderea barei 1 110kV Domnesti sa devina admisibil este necesar ca autotransformatoarele din Ghizdaru, Tr.Magurele si Targoviste sa functioneze pe plotul 19 si post-avarie sa se conecteze cupla 110kV Crangasi;
6. Pentru adoptarea schemei din varianta C modificata este necesar acceptul Electrica deoarece presupune buclarea unei zone extinse de retea de 110kV (Ghizdaru, Tr.Magurele, Targoviste si o parte din zona de vest a Bucurestiului);
7. Schema prezentata la **varianta D** pentru zona Domnesti, **modificata prin racordarea liniei 110kV Domnesti-Mihailesti pe bara 1 110kV** Domnesti (pe care va functiona Tr5), elimina congestiile provocate de declansarea unor elemente din reseaua de transport. Criteriul N-1 este respectat chiar daca in statiile Ghizdaru si Tr.Magurele autotransformatoarele functioneaza pe ploturile nominale. Regimul provocat de caderea barei 1 110kV Domnesti este admisibil, consumul alimentat din Domnesti fiind preluat prin actionarea instalatiei de AAR.
8. Schema din varianta D poate fi adoptata daca valorile curentilor de scurtcircuit corespunzatoare acesteia se incadreaza in plafoanele admisibile.
9. In cazul retragerii din exploatare a unui transformator 400/110kV in statia Domnesti s-a considerat ca se revine la schema actuala de functionare, pentru verificarea regimurilor cu N-2 elemente in functiune fiind valabile rezultatele de la varianta A. Costul congestiilor in acest caz va depinde de perioada retragerii din exploatare a transformatorului si de durata acesteia.

10. In cazul retragerii din exploatare a unui AT 220/110kV in Bucuresti Sud, dupa adoptarea schemele de functionare conform conditionarilor de regim, criteriul N-1 pentru noua configuratie de retea se asigura daca deficitul zonei de sud nu depaseste **confidential**. Pentru a reduce pe cat posibil volumul congestiilor pentru aceasta zona se va urmari descarcarea sarcinii pe zonele Domnesti si Fundeni daca schemele de functionare ale acestor zone vor permite aceasta masura.
11. Cantitatea de energie selectata pentru eliminarea congestiilor pentru fiecare palier de consum analizat, este aceeaasi pentru variantele de schema de functionare B, C si D. **Congestiile aparute la aplicarea criteriului N-1 dupa montarea Tr5 in Domnesti sunt provocate exclusiv de subdimensionarea retelei de 110kV raportat la consumul mare al zonei analizate.** Volumul congestiilor este influentat direct de productia redusa de energie in centralele de termoficare din Bucuresti rezultata din functionarea pietei de electricitate corelat cu caracterul acestor centrale (sarcina termica redusa in perioada sezonului de vara, puteri prioritare mici, valoare redusa a notificarilor).
12. Cantitatea de energie necesara pentru managementul congestiilor in Bucuresti in vara 2009 va depinde pe de o parte de valoarea varfului de sarcina in zona 7 **confidential**. Aceasta va mai fi influentata de programul de lucrari din cadrul proiectului de retehnologizare al statiei 110kV Bucuresti Sud, necunoscut la momentul elaborarii acestei analize.
13. Pentru reducerea cantitatii de energie congestionata, in special in zona de vest a Bucurestiului, se recomanda adoptarea de catre Electrica a unor masuri pe termen scurt si mediu:
- § pe termen scurt se va urmari reducerea deficitului alimentat din linia d.c. 110kV Bujoreni-Militari, prin descarcarea sarcinii pe zona de sud sau pe zona Fundeni, in functie de valoarea consumului, a notificarilor unitatilor dispecerizabile si de topologia retelei de distributie la momentul respectiv (pentru un consum de cca.130MW alimentat prin linia d.c Bujoreni-Militari criteriul N-1 este asigurat fara productie in centralele Bucuresti Vest si Grozavesti, in conditiile unei topologii complete a axei 110kV d.c. Domnesti-Bujoreni-Militari-Grozavesti);
 - § pe termen mediu se vor cauta solutii in vedere intaririi retelei de distributie dintre Domnesti si Grozavesti, prin cresterea sectiunii conductoarelor, respectiv a numarului de circuite, in functie de posibilitati.
14. Pentru eliminarea congestiilor in Bucuresti se va urmari in planul de perspectiva al Transelectrica realizarea unor puncte noi de injectie din reseaua de transport, corelat cu un plan de dezvoltare a retelei de distributie a municipiului Bucuresti.

3.5 CAPACITATI NETE DE SCHIMB ALE SEN (NTC)

3.5.1 NTC maxime, pentru topologie normala

In cadrul grupului de lucru UCTE "Modele de retea si mijloace de prognoza" (NMFT) s-au calculat capacitati nete de schimb pentru vara 2009, in schema normala, pentru SEN functionand interconectat cu reseaua UCTE prin L400kV Portile de Fier-Djerdap, 1cTantareni-Kozlodui, Isaccea-Dobrudja, Arad-Sandorfalva,(Arad-) Nadab-Bekecsaba, Rosiori-Mukacevo.

S-au calculat:

- capacitati nete de schimb aditionabile in interfetele partiale RO/RS+BG, RO/RS+HU, RO+BG/RS, HU/RO+RS, UA+HU/RO;
- capacitati nete de schimb totale intre Romania si reseaua UCTE.

S-a verificat criteriul N-1 si s-au determinat limitele impuse de echipamente si de reglajele protectiilor/automaticilor in functiune, tinand cont de utilizarea comuna a interfetelor de interconexiune si considerand masuri preventive / postavarie.

S-a considerat o rezerva de fiabilitate TRM de 100MW/granita pentru capacitati bilaterale si partial aditionabile, si un TRM de export/import in interfata Romaniei 300/400MW pentru calculul capacitatilor coordonate aditionabile.

Aceste valori sunt **indicative, negarantate**, si pot fi utilizate pentru estimarea volumului maxim de schimb posibil in vara 2009.

Pe baza calculelor au rezultat pentru vara 2009 urmatoarele valori credibile **NTC maxime indicative negarantate in interfata de interconexiune a SEN:**

RO export NTC 1550 MW

RO import NTC 1900 MW

In Anexa 3.11.1 sunt furnizate si :

- NTC maxime bilaterale agregabile in interfete partiale (valorile calculate de SPO si propunerile partenerilor) ;
- defalcarea NTC total pe NTC bilaterale agregabile in interfata SEN.

Pentru publicare pe site-ul ETSO se propun pentru vara 2009 urmatoarele valori **NTC bilaterale indicative negarantate, neagregabile in interfata Romaniei**, armonizate cu EMS, ESO EAD si partial cu MAVIR:

RO=>HU 800 MW (propunere MAVIR 1000 MW)

HU=>RO 800 MW

RO=>RS 500 MW

RS=>RO 300 MW

RO=>BG 400 MW

BG=>RO 500 MW

RO=>UA 200 MW

UA=>RO 700 MW

Se remarca urmatoarele:

- modificarea reglajelor protectiilor de suprasarcina in SE Sarb la valori de vara determina reducerea capacitatii de export in interfata Romaniei fata de valorile pentru iarna 2008-2009;
- considerarea unui deficit mai scazut in sectiunea S4 in perioada de vara determina cresterea capacitatii de import prin granitele cu Ungaria si Ucraina de vest.

3.5.2 NTC lunare ferme

Conform acordurilor bilaterale incheiate cu partenerii de interconexiune (MAVIR, EMS, NEK), se furnizeaza pentru utilizare comerciala:

- NTC anuale ferme, pentru toate programele de reparatii anuale coordonate convenite in SEN si interconexiune (in toamna anului anterior)

- NTC lunare ferme, pentru programele de reparatii lunare in SEN si interconexiune.

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

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

- schimburile prognozate, NTC anuale ferme, eliminarea efectului soldarii, utilizarea comuna a interfetelor;
- programele de reparatii pentru luna respectiva; prognoza de productie si consum;
- statutul automaticilor, masuri operative preventive/ postavarie.

Valorile NTC lunare ferme armonizate cu partenerii de interconexiune pentru Aprilie 2009 sunt prezentate in Anexa 3.11.2. Existenta in aceeaasi luna a mai multor subperioade cu programe de retrageri semnificative diferite a impus definirea unui profil lunar incluzand seturi de valori ferme. Trecerea de la reglaje de iarna la reglaje de vara ale protectiilor in RS, MK, SE ME va realiza in luna mai si in consecinta valorile NTC pentru aprilie nu reflecta acest factor.

4. VERIFICAREA STABILITATII STATICE

4.1. Oportunitatea verificarii limitelor de stabilitate statica in sectiunea caracteristica S6.

Analizele de stabilitate statica efectuate periodic de catre UNO-DEN la elaborarea studiului semestrial „Planificarea operationala a SEN”, precum si alte lucrari (ex.studii racordare CEE), au relevat urmatoarele aspecte:

- Puterile admisibile determinate pentru sectiunea S3 depind in mare masura de regimul de functionare (puterea generata si nivelul de tensiuni) din sectiunea S5. Din acest motiv determinarea puterilor admisibile in S3 s-a facut cu mentinerea S5 incarcata la puterea admisibila maxima continuand procesul de inrautatare a regimului in restul sectiunii S3;
- O data cu punerea in functiune a U2 CNE Cernavoda in vara anului 2007, sectiunea S3 a devenit din sectiune deficitara o sectiune excedentara. Totusi S3 poate fi deficitara sau excedentara in functie de nivelul productiei in S3 si in special depinde de numarul de unitati in functiune in CNE Cernavoda;
In situatia functionarii cu doua unitati CNE Cernavoda, regimurile calculate pentru diferite scheme de retrageri din exploatare au indicat ca in RED zona Dobrogea nu exista probleme de stabilitate de unghi (nu exista centrale electrice in afara CET Palas care are o functionare sezoniera) si nici probleme de colaps de tensiune in conditiile in care se pot anticipa un numar rezonabil de retrageri in RET 400kV (1-2 LEA 400kV retrase simultan). Exista in schimb in schemele de retrageri suprasarcini mari pe liniile de 110kV (ex. LEA 110kV Medigidia S-Basarabi d.c.) datorate in special necesitatii de evacuare a puterii produse in CNE Cernavoda dar si in mai mica parte a unui tranzit prin RET si RED Dobrogea catre zona Moldova;
- Dupa instalarea centralelor electrice eoliene (CEE), în sud-estul SEN va exista un flux important in interiorul actualei sectiuni S3 din zona de sud-estul SEN spre restul sectiunii S5.

Alegerea conturului unei sectiuni caracteristice din SEN a avut la bază caracterul cvasi-permanent al bilanțului putere produsă – putere consumată al unei anumite zone, respectiv un excedent sau deficit permanent, care ar putea ridica probleme de stabilitate la evacuare, respectiv la alimentarea zonei.

Tinand seama de modificarea structurii productiei si a circulatiilor in S3, se propune sa se controleze o noua sectiune S6 cu uratoarea configuratie :

- LEA 400kV Pelicanu – București Sud;
- LEA 400kV Gura Ialomiței – București Sud;
- LEA 400kV Gutinas-Smardan;
- LEA 400kV Isaccea – Dobrudja;
- LEA 220kV Focșani – Barboși;
- LEA 110kV Slobozia Sud – Dragoș Vodă.
- suplimentar pentru vara 2009 LEA 110kV Valea Calugareasca – Urziceni.

Aceasta noua configuratie ar prezenta urmatoarele avantaje:

- Sectiunea S6 noua va fi preponderent excedentara si controlul ei va indica toate problemele care vor apare in evacuarea din zona, relevand in continuare daca ar exista probleme de elemente de retea cu suprasarcini chiar in interiorul ei;
- Puterile admisibile determinate pentru noua sectiune S6 nu vor mai depinde de regimul de functionare din sectiunea S5 (in situatia in care S3 ar fi deficitara).
- Aceasta noua configuratie a sectiunilor in SEN va imbunatati supravegherea aproape integrala a SEN din punct de vedere al stabilitatii statice, de incadrarea in limitele de tensiune si de respectare a limitelor termice din restul SEN, avind in vedere ca de fapt in majoritate sectiunilor si

regimurilor de functionare puterile admisibile prin sectiuni sunt limitate de regimul de functionare al zonelor din spatele sectiunilor.

4.2.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 UCTE.

Calculul s-a efectuat pentru scheme cu N, N-1 si elemente in functiune in ipoteza de balanta R1 (varf de iarna) cu verificarea criteriului N-1. Pentru fiecare din aceste scheme s-a verificat stabilitatea statica in schema de durata in cazul declansarii unui element din zona care afecteaza sectiunea, si respectarea criteriului de siguranta.

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

In tabelele 1÷6 din Anexa 4.1 sunt prezentate in detaliu rezultatele calculului 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 S1, S2, S3, S4 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 indisponibilitati descrise la fiecare regim si unei structuri de grupuri in functiune data in anexa 2.3.5. Aceste valori se pot modifica in cazul in care apar indisponibilitati suplimentare de linii in cadrul SEN sau se functioneaza cu o alta repartitie a puterilor produse. Aceste modificari sunt necesar a fi analizate la programarea regimurilor.

Avand in vedere ca in SEN nu exista dispozitive care sa limiteze automat puterea intr-o sectiune la declansarea unui element, la programarea regimurilor se va considera ca putere admisibila de functionare cea mai mica putere admisibila de calcul rezultata pentru schema de durata si ca urmare a unei contingente simple. Puterile admisibile de functionare vor fi introduse in calculatorul de proces ca puteri orientative pentru supravegherea on-line a SEN.

Benzile admisibile de tensiune conform RET sunt:

- (1) în rețeaua de 750kV: 735kV – 765kV;
- (2) în rețeaua de 400kV: 380kV – 420kV;
- (3) în rețeaua de 220kV: 198kV – 242kV;
- (4) în rețeaua de 110kV: 99kV – 121kV;

Calculul pentru toate sectiunile s-a efectuat in regimul de baza in urmatoarea configuratie:
Retrase din exploatare:

- L 400 kV Cernavoda – Pelicanu;
- St. 400 kV Gadalin;
- St. 220 kV Pestis;
- AT3 220/110 kV Gutinas;
- AT1 sau 2 200/110 kV FAI;
- AT1 200 MVA Isalnita;
- AT1 sau 2 220/110 kV Gheorghieni;
- T 400/110 kV Cluj Est;
- BC 400 kV Gadalin;
- AT1 sau 2 220/110 kV Baia Mare;
- AT1 sau 2 220/110 kV Pestis;
- Indisponibile:
- T 400/110 kV Darste;
- AT 220/110 kV Lotru;
- T3 400/110 kV Gura Ialomitei;
- CS Suceava retras definitiv.

- Reteaua de 110kV din S3 buclata prin conectare:
 - L110 kV Slobozia Sud – Dragos Voda.
 - L110 kV Valea Calugareasca – Urziceni.

- Reteaua de 110kV din S4 buclata prin conectare:
 - L110kV Copsa Mica – Medias;
 - L110kV Fagaras – Hoghiz;
 - CT 110 kV Hoghiz;
 - L110 kV Sfantu Gheorghe – Tusnad.

- S-a considerat balanta de productie cu U1 si U2 CNE Cernavoda in functiune.
- S-a considerat interconexiunea cu UCTE definita in Cap.3.

4.1.1 Sectiunea S1

Excedentul initial al sectiunii este de cca. 2430 MW. Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.1):

- La declansarea L 400 kV Tantareni-Kozlodui, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=4870$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 3770 MW , valoare peste care se depaseste curentul termic pe L 400 kV Portile de Fier - Djerdap;
- La declansarea L 400 kV Portile de Fier - Djerdap, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=4760$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 3830 MW , valoare peste care se depaseste curentul termic pe L 220 kV Portile de Fier - Resita;
- La declansarea L 400 kV Tantareni-Bradul, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=4580$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 4170 MW , valoare peste care valoarea tensiunilor scade sub valorile din Codul RET.
- La declansarea unei unitati CNE, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=5390$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 4320 MW , valoare peste care se depaseste curentul termic pe L 400 kV Portile de Fier - Djerdap si valoarea tensiunilor scade sub valorile din Codul RET;

- La retragerea L 400 kV Urechesti-Domnesti si declansarea L 400 kV Tantareni- Bradu ; in acest caz, puterea admisibila cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 4410 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 3460 MW , valoare peste care valoarea tensiunilor scade sub valorile din Codul RET;
- La retragerea L 400 kV Urechesti-Domnesti si declansarea L 400 kV Tantareni- Kozlodui ; in acest caz, puterea admisibila cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 4750 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 3460 MW , valoare peste care se depaseste curentul termic pe L400 kV Portile de Fier - Djerdap;
- La retragerea L 400 kV Urechesti-Domnesti si declansarea L 400 kV Slatina – Bucuresti Sud ; in acest caz, puterea admisibila cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 4530 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 3210 MW , valoare peste care valoarea tensiunilor scade sub valorile din Codul RET;
- La retragerea L 400 kV Tantareni - Bradu si la declansarea unei unitati CNE ; in acest caz, puterea admisibila cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 5130 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 3610 MW , valoare peste care valoarea tensiunilor scade sub valorile din Codul RET;
- La retragerea L 400kV PdF-Djerdap si declansarea L 400kV Tantareni-Kozlodui in acest caz, fata de puterea cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}=4120$ MW, puterea admisibila prin sectiune este de 3370 MW, valoare peste care se depaseste curentul maxim admisibil pe L 220 kV Portile de Fier - Resita;
- La retragerea L 400 kV Slatina – Bucuresti Sud si declansarea unei unitati CNE; in acest caz, puterea admisibila cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 5250 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 3630 MW , valoare peste care valoarea tensiunilor scade sub valorile din Codul RET ;
- La retragerea L 400kV Tantareni - Sibiu si declansarea L 400kV Tantareni-Kozlodui; in acest caz, fata de puterea cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}=4840$ MW, puterea admisibila prin sectiune este de 3280 MW, valoare peste care se depaseste curentul termic pe L400 kV Portile de Fier - Djerdap;
- La retragerea L 400kV Tantareni - Sibiu si declansarea L 400kV Tantareni-Bradul; in acest caz, fata de puterea cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}=4520$ MW, puterea admisibila prin sectiune este de 3780 MW, valoare peste care se depaseste curentul maxim admisibil pe TC L 220kV Paroseni – Targu Jiu;

4.1.2. Sectiunea S2

Deficitul initial al sectiunii S2 este de cca. 1750 MW. Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.2):

- La declansarea L 400kV Urechesti - Domnesti, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=2710$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2440 MW , valoare peste care valoarea tensiunilor scade sub valorile din Codul RET.
- La declansarea L 400kV Tantareni - Bradu, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=2530$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2370 MW, valoare peste care valoarea tensiunilor scade sub valorile din Codul RET.

- La declansarea L 400kV Sibiu - Brasov, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=2700$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2490 MW, valoare peste care valoarea tensiunilor scade sub valorile din Codul RET.
- La declansarea U1 sau U2 CNE Cernavoda, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=3470$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2540 MW , valoare peste care valoarea tensiunilor scade sub valorile din Codul RET.
- La retragerea L400 kV Urechesti - Domnesti si declansarea L400kV Slatina – Bucuresti Sud; puterea admisibila prin sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 2590 MW, iar puterea admisibila in sectiune este de 2060 MW, valoare peste care valoarea tensiunilor scade sub valorile din Codul RET;
- La retragerea L400kV Sibiu - Brasov si declansarea L400kV Tantareni – Bradu puterea admisibila prin sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 2350MW, iar puterea admisibila in sectiune este de 2110 MW , valoare peste care valoarea tensiunilor scade sub valorile din Codul RET.
- La retragerea L400kV Tantareni – Bradu si declansarea L400kV Slatina – Bucuresti Sud; puterea admisibila prin sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 2380 MW, iar puterea admisibila in sectiune este de 2140 MW, valoare peste care valoarea tensiunilor scade sub valorile din Codul RET.
- La retragerea L400kV Slatina – Bucuresti Sud si declansarea U1 sau U2 CNE Cernavoda; puterea admisibila prin sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 3310 MW, iar puterea admisibila in sectiune este de 2170 MW, valoare peste care valoarea tensiunilor scade sub valorile din Codul RET.
- La retragerea L400kV Dobrudja – Isaccea si declansarea L400 kV Urechesti - Domnesti puterea admisibila prin sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 2810 MW, iar puterea admisibila in sectiune este de 2100 MW, valoare peste care valoarea tensiunilor scade sub valorile din Codul RET.
- La retragerea L400kV Iernut – Ungheni 2 si declansarea L400kV Tantareni – Bradu puterea admisibila prin sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 2530 MW, iar puterea admisibila in sectiune este de 2380 MW, valoare peste care valoarea tensiunilor scade sub valorile din Codul RET.

4.1.3. Sectiunea S3

Excedentul initial al sectiunii S3 este de 109 MW pentru perioada in care se functioneaza cu 2 unitati in CNE Cernavoda.

Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.3.1):

- La declansarea L400kV Brasov - Gutinas, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=3090$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 1450 MW, valoare peste care se depaseste curentul termic pe L400 kV Gura Ialomitei - Bucurest Sud si L110 kV Slobozia - Dragalina;
- La declansarea L400kV Isaccea-Dobrudja, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=2480$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 1240 MW, valoare peste care se depaseste curentul termic pe L400 kV Gura Ialomitei - Bucurest Sud si L110 kV Slobozia - Dragalina;

- La declansarea L400kV Bucurest Sud – Gura Ialomitei, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=2630$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 640 MW , valoare peste care se depaseste curentul termic pe L110 kV Slobozia -Dragalina.
- La declansarea L400kV Bucurest Sud - Pelicanu , puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=3380$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 1290 MW , valoare peste care valoarea tensiunilor scade sub valorile din Codul RET (cu exceptia nodului Pelicanu (Donasid S.A.) care va avea tensiunea de 94 KV);
- La declansarea L400 kV Constanta - CNE, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=3430$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 1760 MW, valoare peste care se depaseste curentul termic pe L400 kV Gura Ialomitei - Bucurest Sud ;
- La declansarea L400 kV Lacu Sarat- Gura Ialomitei, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=3200$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 1920 MW , valoare peste care se depaseste curentul termic pe L400 kV Gura Ialomitei - Bucurest Sud si L110 kV Slobozia - Dragalina;
- La declansarea L400 kV Isaccea - Tulcea, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=3250$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 150 MW , valoare peste care valoarea tensiunilor scade sub valorile din Codul RET;
- La retragerea L400 kV Isaccea-Dobrudja, si declansarea L400 kV Constanta - CNE ; puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=2350$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 1150 MW , valoare peste care se depaseste curentul termic pe L400 kV Gura Ialomitei - Bucurest Sud;
- La retragerea L400 kV Isaccea-Dobrudja, si declansarea L400 kV Bucurest Sud - Pelicanu; puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=2220$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 860 MW , valoare peste care valoarea tensiunilor scade sub valorile din Codul RET (cu exceptia nodului Pelicanu (Donasid S.A.) care va avea tensiunea de 94 KV);
- La retragerea L400 kV Isaccea-Dobrudja, si declansarea Bucurest Sud – Gura Ialomitei ; puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1340$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 370 MW , valoare peste care se depaseste curentul termic pe L110 kV Slobozia - Dragalina;
- La retragerea L400 kV Isaccea-Dobrudja, si declansarea Isaccea - Tulcea; puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=2200$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 150 MW , valoare peste valoarea tensiunilor scade sub valorile din Codul RET.
- La retragerea L400 kV Brasov - Gutinas si declansarea L400 kV Constanta – CNE, puterea admisibila prin sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 2990 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 1460 MW , valoare peste care se depaseste curentul termic pe L400 kV Gura Ialomitei - Bucurest Sud;
- La retragerea L400 kV Brasov - Gutinas si declansarea L400 kV Isaccea - Tulcea, puterea admisibila prin sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 2690 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 150 MW , valoare peste care valoarea tensiunilor scade sub valorile din Codul RET;

- La retragerea L400 kV Brasov - Gutinas si declansarea L400 kV Lacu Sarat – Gura Ialomitei, puterea admisibila prin sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 2530 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 1460 MW , valoare peste care se depaseste curentul termic pe L400 kV Gura Ialomitei - Bucurest Sud si L110 kV Slobozia - Dragalina;
- La retragerea L400 kV Brasov - Gutinas si declansarea L400 kV Bucuresti Sud – Pelicanu, puterea admisibila prin sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 2680 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 1000 MW , valoare peste care valoarea tensiunilor scade sub valorile din Codul RET;

4.1.4. Sectiunea S4

Sectiunea S4 cu retea de 110 kV partial buclata.

Buclarea partiala este formata prin inchiderea L 110kV Medias – Copsa Mica si Fagaras – Hoghiz pentru rezervarea T2 400/110kV Sibiu si a liniilor L110 kV Sfantu Gheorghe – Tusnad si CT 110 kV Hoghiz pentru rezervarea T2 400/110 kV Darste.

Deficitul initial al sectiunii este de cca. 280 MW.
Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.4):

- La declansarea L220 kV Sibiu - Iernut, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1140$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 940 MW (910MW – retea vizibila)*, valoare peste care apare suprasarcina pe AT200 MVA din statia Baia Mare si de asemenea valoarea tensiunilor in retea de transport si 110kV incepe sa scada sub valorile din Codul RET;
- La declansarea L220 kV Alba Iulia – Cluj FI., puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1120$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 970 MW (820MW – retea vizibila)*, valoare peste care apare suprasarcina pe AT200 MVA din statia Baia Mare;
- La declansarea L400 kV Rosiori - Mukacevo, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1050$ MW , iar *puterea admisibila in sectiune este 990 MW (840MW – retea vizibila)*, valoare peste care valoarea tensiunilor in retea de transport si 110kV incepe sa scada sub valorile din Codul RET;
- La declansarea L220 kV Alba Iulia - Mintia, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1150$ MW , iar *puterea admisibila in sectiune este 980 MW (830MW – retea vizibila)*, valoare peste care apare suprasarcina pe AT200 MVA din statia Baia Mare;
- La declansarea L220 kV Cluj FI. - Tihau, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1240$ MW , iar *puterea admisibila in sectiune este 1070 MW (920MW – retea vizibila)*, valoare peste care apare suprasarcina pe AT200 MVA din statia Baia Mare;
- La declansarea L220 kV Stejaru – Gheorghieni, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1220$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 1030 MW (880MW – retea vizibila)*, valoare peste care apare suprasarcina pe AT200 MVA din statia Baia Mare;

- La declansarea L400 kV Rosiori - Oradea, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1020$ MW , iar *puterea admisibila in sectiune este 860 MW (720MW – retea vizibila)*, valoare peste care apare suprasarcina pe AT200 MVA din statia Baia Mare ;
- La retragerea L400 kV Rosiori - Mukacevo si declansarea L400 kV Rosiori - Oradea, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=940$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 770 MW (620MW – retea vizibila)*, valoare peste care se depaseste curentul termic pe L110 Ch. Cris - Salonta;
- La retragerea L400 kV Rosiori - Mukacevo si declansarea L400 kV Sibiu – Iernut, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=770$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 580 MW (450MW – retea vizibila)*, valoare peste care se depaseste curentul termic pe L110 Ch. Cris - Salonta;
- La retragerea L400 kV Sibiu - Iernut si declansarea L220 kV Alba Iulia – Cluj puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=990$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 930 MW (720MW – retea vizibila)*, valoare peste care se depaseste curentul termic pe L110 Ch. Cris – Salonta si valoarea tensiunilor scade sub valorile din Codul RET;
- La retragerea L220 kV Alba Iulia – Cluj FI. si declansarea L400 kV Rosiori - Oradea, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}= 930$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 770 MW (630MW – retea vizibila)*, valoare peste care se depaseste curentul termic pe L110 Ch. Cris – Salonta;
- La retragerea L220 kV Stejaru – Gheorghieni si declansarea L400 kV Rosiori - Oradea, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=1010$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 860 MW (720 MW – retea vizibila)*, valoare peste care valorile tensiunilor in retea de transport si 110kV incepe sa scada sub valorile din Codul RET;
- La retragerea L400 kV Rosiori - Iernut si declansarea L400 kV Rosiori - Mukacevo, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=840$ MW, iar *puterea admisibila in sectiune este 700 MW (560MW – retea vizibila)*, valoare peste care se depaseste curentul termic pe L110 Ch. Cris - Salonta;

4.1.5. Sectiunea S5

Deficitul initial al sectiunii este de cca. 380 MW.
Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.5):

- La declansarea L400 kV Brasov – Gutinas puterea admisibila in sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}$ este de 950 MW; iar *puterea admisibila in sectiune este de 780* , valoare peste care valorile tensiunilor in retea de transport si 110 kV incepe sa scada sub valorile din Codul RET;
- 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 320 , valoare peste care se depaseste curentul termic pe L 220 kV Barbosi Filesti si Lacu Sarat - Filesti;

- La retragerea L400 kV Brasov – Gutinas si declansarea L220 kV Gheorghieni - Stejaru, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=830$ MW iar *puterea admisibila in sectiune este de 710* valoare peste care valorile tensiunilor in retea de transport si 110 kV incepe sa scada sub valorile din Codul RET.
- La retragerea L400 kV Brasov – Gutinas si declansarea L400 kV Bacau - Roman, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=820$ MW iar *puterea admisibila in sectiune este de 650* valoare peste care valorile tensiunilor in retea de transport si 110 kV incepe sa scada sub valorile din Codul RET.
- La retragerea L220 kV Barbosi - Focsani si declansarea L400 kV Gurinas - Bcau , puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=820$ MW, iar puterea admisibila in sectiune este de 670 MW valoare peste care valorile tensiunilor in retea de transport si 110 kV incepe sa scada sub valorile din Codul RET;
- La retragerea L220 kV Gheorghieni - Stejaru si declansarea L400 kV Bacau - Roman puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=740$ MW, iar puterea admisibila in sectiune este de 640 MW valoare peste care valorile tensiunilor in retea de transport si 110 kV incepe sa scada sub valorile din Codul RET .

4.1.6. Sectiunea S6

Excedentul initial al sectiunii S6 este de 470 MW pentru perioada in care se functioneaza cu 2 unitati in CNE Cernavoda.

Cazurile cele mai restrictive sunt (vezi Anexa 4.3.1):

- La declansarea L400kV Smirdan - Gutinas, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=3300$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 1400 MW, valoare peste care se depaseste curentul termic pe L 220 kV Barbosi Filesti si Lacu Sarat - Filesti;
- La declansarea L400kV Isaccea-Dobrudja, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=2870$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 1700 MW, valoare peste care se depaseste curentul termic pe L400 kV Gura Ialomitei - Bucurest Sud ;
- La declansarea L400kV Bucurest Sud – Gura Ialomitei, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=3150$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 1040 MW , valoare peste care se depaseste curentul termic pe L110 kV Calarasi - Pietroiu.
- La declansarea L400kV Bucurest Sud - Pelican , puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=3760$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 1700 MW , valoare peste care valoarea tensiunilor scade sub valorile din Codul RET;
- La declansarea L400 kV Constanta - Cernavoda, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=3900$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2170 MW, valoare peste care se depaseste curentul termic pe L400 kV Gura Ialomitei - Bucurest Sud ;

- La declansarea L400 kV Lacu Sarat- Gura Ialomitei, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=3670$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 2340 MW , valoare peste care se depaseste curentul termic pe L400 kV Gura Ialomitei - Bucurest Sud;
- La declansarea L400 kV Isaccea - Tulcea, puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=3740$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 550 MW, valoare peste care valoarea tensiunilor scade sub valorile din Codul RET;
- La retragerea L400 kV Smirdan - Gutinas si declansarea L400 kV Bucuresti Sud – Pelicanu, puterea admisibila prin sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 3170 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 490 MW , valoare peste care valoarea tensiunilor scade sub valorile din Codul RET;
- La retragerea L400 kV Smirdan - Gutinas si declansarea L400 kV , Bucuresti Sud – Gura Ialomitei puterea admisibila prin sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 2010 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 550 MW , valoare peste care se depaseste curentul termic pe L 220 kV Barbosi Filesti si Lacu Sarat - Filesti;
- La retragerea L400 kV Smirdan - Gutinas si declansarea L400 kV Isaccea – Tulcea, puterea admisibila prin sectiune cu rezerva normata de stabilitate statica $P_{8\%}$ este de 2920 MW iar puterea admisibila in sectiune este de 490 MW , valoare peste care valoarea tensiunilor scade sub valorile din Codul RET.
- La retragerea L400 kV Isaccea-Dobrudja, si declansarea L400 kV Isaccea - Tulcea; puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=2680$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 1260 MW , valoare peste valoarea tensiunilor scade sub valorile din Codul RET.
- La retragerea L400 kV Bucuresti Sud - Pelicanu, si declansarea L400 kV Isaccea-Dobrudja; puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=2650$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 480 MW , valoare peste valoarea tensiunilor scade sub valorile din Codul RET;

Aceiasi puterea admisibila de 480 MW se obtine si la retragerea L400 kV Bucuresti Sud -Pelicanu cu declansarea L220 kV Barbosi – Focsani sau L400 kV Constanta – Cernavoda sau L400 kV Isaccea – Tulcea sau L400 kV Lacu Sarat – Gura Ialomitei;

La retragerea din exploatare a LEA din S6 si a unei LEA 400 kV: Bucuresti Sud – Gura Ialomitei sau Constanta – Cernavoda se conecteaza L110 kV L. Sarat – Ostrov d.c., LEA110kV Baia – M. Viteazu, LEA 110kV Zebil – M. Viteazu, LEA 110kV Harsova – Topologu, LEA 110kV Basarabi – Gura Ialomitei, si se deconecteaza LEA 110 kV Nazarcea – Constanta, L110 kV Basarabi- Lumina.

- La retragerea L400 kV Bucuresti Sud – Gura Ialomitei, si declansarea L400 kV Bucurest Sud - Pelicanu; puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=2490$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 480 MW , valoare peste care valoarea tensiunilor scade sub valorile din Codul RET.
- La retragerea L400 kV Bucurest Sud – Gura Ialomitei, si declansarea L400 kV Constanta - Cernavoda; puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=3010$ MW iar

puterea admisibila in sectiune este de 480 MW , valoare peste care se depaseste curentul termic pe L 110 kV Basarabi- Medgidia Sud d.c.;

- La retragerea L400 kV Bucurest Sud – Gura Ialomitei, si declansarea L400 kV Isaccea - Tucea; puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=2900$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 480 MW , valoare peste care valoarea tensiunilor scade sub valorile din Codul RET.
- La retragerea L400 kV Bucurest Sud – Gura Ialomitei, si declansarea L400 kV Lacu Sarat – Gura Ialomitei; puterea cu rezerva normata de stabilitate statica este de $P_{8\%}=2840$ MW iar puterea admisibila in sectiune este de 480 MW , valoare peste care apare suprasarcina pe T250 MVA din statia Gura Ialomitei;

5. VERIFICAREA STABILITATII TRANZITORII SI A AUTOMATICILOR

Verificarea stabilitatii tranzitorii si a automaticilor s-a facut pentru functionarea interconectata a SEN cu reseaua UCTE si Ucraina de Vest, pe LEA 400kV Portile de Fier-Djerdap, 1c 400kV Tantareni-Kozlodui, LEA 400kV Isaccea-Dobrudja, Arad-Sandorfalva, Rosiori-Mukacevo, (Arad-) Nadab-Bekecsaba. S-a studiat stabilitatea pentru varful de sarcina de vara si un sold 600MW export pe LEA 400kV de interconexiune sincróna.

Modelul dinamic al SEN include ultimele date privind programele de retehnologizare ale statiilor, modernizarea sistemelor de reglaj ale grupurilor si punerea in functiune de grupuri noi sau retehnologizate.

Modelul sistemelor externe s-a realizat pe baza datelor furnizate pentru vara 2009 in cadrul grupului de lucru UCTE NM&FT. Se remarca prognozarea unui sold de 600MW export in Bulgaria si a unui import sincron de 1130 MW in Grecia+Albania+Macedonia.

S-au modelat dinamic generatoarele din Serbia, Muntenegru, Bulgaria, Ungaria, Insula Burshtyn, Macedonia, Grecia, Albania, Slovacia, Bosnia-Herzegovina, Slovenia, Croatia, si un model simplificat pentru restul interconexiunii.

A fost utilizat programul de simulare dinamica EUROSTAG 4.4.

Unele rezultate sunt ilustrate grafic in Anexa 5.

5.1 VERIFICAREA STABILITATII ZONEI CERNAVODA

S-a verificat stabilitatea tranzitorie a CNE Cernavoda si a zonei pentru 2 perioade de retrageri planificate de durata conform PAR:

a) retragerea simultana a LEA 400kV Cernavoda-Pelicanu si Cernavoda-Constanta Nord, cu unitatea 1 in functiune in CNE Cernavoda (700-710MW) si 1 grup in CTE Palas (50MW); reseaua 110kV este buclata conform conditionarilor de sistem (cap.3);

b) retragerea LEA 400kV Cernavoda-Pelicanu, cu unitatile 1 si 2 in functiune in CNE Cernavoda (2x700-710MW) si fara productie in CTE Palas.

S-a analizat posibilitatea retragerii suplimentare a unei LEA 400kV in Cernavoda (numai in schema b) sau in zona (intre sectiunile S3 si S5).

S-a studiat efectul reducerii incarcarii cu reactiv a unitatilor asupra stabilitatii lor, *confidential*.

Au fost calculate regimuri tranzitorii determinate de scurtcircuite trifazate metalice pe LEA 400kV din Cernavoda si din zona, izolate cu:

- actionare corecta a protectiilor si intrerupatoarelor;
- refuz de intrerupator si DRRI;
- indisponibilitatea teleprotectiei si actionarea protectiei de distanta in treapta II (pentru linii echipate cu 1 singur canal de teletransmisie).

Timpii totali de actionare ai protectiilor considerati in calcule sunt :

- in Cernavoda, Constanta Nord, Bucuresti Sud : ZI 0.1s; DRRI 0.24s;
- in alte statii : ZI 0.12-0.16s; DRRI 0.42s.
- ZII 0.5-0.52s pe LEA 400kV Bucuresti Sud-Gura Ialomitei (teleprotectia nu este in functiune), 0.52s pe LEA 400kV Isaccea-Tulcea (fara teleprotectie);
- ZII 0.52s pe LEA 400kV Lacu Sarat-Gura Ialomitei in cazul indisponibilitatii teleprotectiei, 0.90-0.92s pe LEA 400kV Constanta-Tulcea si Isaccea-Dobrudja in cazul indisponibilitatii teleprotectiei .

Concluzii

5.1.1 Perioada cu retragerea simultana a LEA 400kV Cernavoda-Pelicanu si Cernavoda-Constanta Nord si unitatea 1 CNE in functiune

In aceasta schema s-a analizat efectul retragerii suplimentare a uneia din LEA 400kV Isaccea-Dobrudja, Lacu Sarat-Smardan, Gutinas-Smardan, Constanta-Tulcea.

5.1.1.1 Un scurtcircuit trifazat metalic pe o LEA 400kV din zona, izolat cu actionare corecta a protectiilor si intrerupatoarelor, nu este periculos pentru stabilitatea CNE si a zonei in schema cu retrageri planificate, inclusiv in cazul unui defect pe LEA 400kV Bucuresti Sud-G.Ialomitei izolat fara teleprotectie.

confidential

5.1.1.2 Un scurtcircuit trifazat pe una din LEA 400kV Bucuresti Sud-Gura Ialomitei sau Gura Ialomitei-Lacu Sarat, izolat cu refuz de intrerupator si DRRI in Gura Ialomitei, determina pierderea stabilitatii CNE in toate schemele analizate; in cazul unui scurtcircuit pe LEA 400kV Bucuresti Sud-Gura Ialomitei exista si riscul de antrenare si pierdere a sincronismului grupului din CTE Braila.

Un scurtcircuit trifazat pe una din LEA 400kV Cernavoda-Gura Ialomitei, izolat cu refuz de intrerupator si DRRI in Gura Ialomitei, poate determina un regim greu la limita de stabilitate sau pierderea stabilitatii U1 CNE.

In cazul DRRI pe bara cu T400/110kV Gura Ialomitei exista si riscul de antrenare si pierdere a sincronismului grupului din CET Palas.

5.1.1.3. In schema cu retrageri planificate, daca teleprotectia este indisponibila pe LEA 400kV Gura Ialomitei-Lacu Sarat, un scurtcircuit trifazat pe aceasta linie izolat cu actionarea in treapta II-a a protectiei de distanta in Gura Ialomitei determina pierderea stabilitatii CNE Cernavoda.

confidential

5.1.1.4 In toate schemele analizate, la functionare cu U1 incarcata la 710MW+100MVAR un scurtcircuit trifazat pe o LEA 400kV Cernavoda-Gura Ialomitei, izolat cu DRRI in Cernavoda determina un regim greu cu o pendulatie de tensiune pana la $0.65U_n$ ($<0.8U_n/\leq 0.8s$) si o trecere in regim motor pana la -15-20%, dar fara risc de actionare a protectiilor.

Cel mai greu regim s-a obtinut in cazul retragerii suplimentare a LEA 400kV Lacu Sarat-Smardan.

5.1.1.5 In cazul retragerii suplimentare a LEA 400kV Isaccea-Dobrudja sau Lacu Sarat-Smardan, un scurtcircuit trifazat pe LEA 400kV Bucuresti Sud-Gura Ialomitei izolat cu actionare in treapta II a protectiei de distanta in Gura Ialomitei determina un regim la limita de stabilitate tranzitorie sau pierderea stabilitatii CNE; se pastreaza stabilitatea grupurilor din Palas si Braila.

confidential

5.1.1.6 In cazul retragerii suplimentare a LEA 400kV Gutinas-Smardan, un scurtcircuit trifazat pe LEA 400kV Bucuresti Sud-Gura Ialomitei izolat cu actionare in treapta II a protectiei de distanta in Gura Ialomitei determina pierderea stabilitatii CNE *confidential*; se pastreaza stabilitatea grupurilor din Palas si Braila.

Pentru o incarcare de 700MW scenariul determina un regim cu o pendulatie de tensiune la $0.75U_n$ la bornele U1 ($<0.8U_n/0.9s$) si $0.74U_n$ in Cernavoda si Medgidia 400kV, si o trecere tranzitorie a U1 in regim motor pana la -20%.

confidential

5.1.1.7 In cazul retragerii suplimentare a LEA 400kV Constanta Nord-Tulcea, declansarea LEA 400kV Cernavoda-Medgidia cu/fara defect nu afecteaza stabilitatea CNE, dar determina colapsul

tensiunii in zona 110kV Medgidia+Constanta dupa epuizarea fortarii excitatiei grupului din CET Palas, si desincronizarea acestui grup.

Simularea dinamica confirma concluzii obtinute prin calcule stationare :

- in zona Constanta are loc prabusirea tensiunii in timp ce tensiunea pe barele 110kV Tulcea ramane peste tensiunea critica 85kV (pentru un model cu dependenta exponentiala a sarcinii de tensiune s-a atins 35kV in Eforie pentru o tensiune de 88kV in Tulcea);
- este necesara setarea unui reglaj de tensiune pentru DASU din Tulcea de cel putin 90kV;
- exista riscul ca actiunea DASU sa fie ineficace datorita temporizarii.

confidential

5.1.1.8 Se recomanda:

- *confidential* si sa se asigure incarcarea cu reactiv prin functionarea cu o bobina conectata (daca este necesar);
- sa se evite retragerea suplimentara a uneia din LEA 400kV Isaccea-Dobrudja, Lacu Sarat-Smardan, Constanta Nord-Tulcea;
- sa se evite deconectarea de teleprotectii pe LEA 400kV din Cernavoda si LEA G. Ialomitei-Lacu Sarat.

5.1.2 Perioada cu retragerea LEA 400kV Cernavoda-Pelicanu si 2 unitati CNE in functiune

Pentru aceasta perioada nu s-a analizat retragerea suplimentara a LEA 400kV Cernavoda-Constanta Nord.

5.1.2.1 In schema cu retragerea planificata a LEA 400kV Cernavoda-Pelicanu un scurtcircuit trifazat metalic pe o LEA 400kV din zona, izolat cu actionare corecta a protectiilor si intrerupatoarelor, nu este periculos pentru stabilitatea CNE si a zonei, inclusiv in cazul unui defect pe LEA 400kV Bucuresti Sud-G.Ialomitei izolat fara teleprotectie in functiune, *confidential*

Pentru o incarcare de 100MVAR pe unitate, un scurtcircuit trifazat pe LEA 400kV Bucuresti Sud-Gura Ialomitei izolat cu actionare in treapta II a protectiei de distanta in Gura Ialomitei poate determina un regim periculos la limita de stabilitate sau pierderea stabilitatii CNE Cernavoda si a CTE Braila.

In schema de mentenanta planificata este necesara functionarea cu cel putin o bobina conectata in Cernavoda pentru a asigura incarcarea cu reactiv si *confidential*

.

5.1.2.2 La functionare cu o de incarcare de maxim 100MVAR pe unitate un scurtcircuit trifazat pe o LEA 400kV din Cernavoda izolat cu DRRI in Cernavoda poate determina pierderea stabilitatii CNE chiar in schema cu retragere planificata (Anexa 5.1.2.a).

5.1.2.3 Un scurtcircuit trifazat pe una din LEA 400kV Bucuresti Sud-Gura Ialomitei sau Gura Ialomitei-Lacu Sarat sau Cernavoda-Gura Ialomitei, izolat cu refuz de intrerupator si DRRI in Gura Ialomitei, poate determina pierderea stabilitatii CNE in toate schemele analizate.

In cazul unui scurtcircuit pe LEA 400kV Bucuresti Sud-Gura Ialomitei sau Cernavoda-Gura Ialomitei c1,2, la pierderea sincronismului CNE exista si riscul de antrenare si pierdere a sincronismului grupurilor din CTE Braila, chiar in schema cu retrageri de durata.

5.1.2.4 Un scurtcircuit trifazat pe LEA 400kV Isaccea-Tulcea, izolat cu DRRI in Tulcea si treapta II a protectiei de distanta in Isaccea, poate determina un regim la limita de stabilitate sau pierderea stabilitatii CNE Cernavoda (functie de incarcarea cu reactiv).

5.1.2.5. In schema cu retrageri planificate, daca teleprotectia este indisponibila pe LEA 400kV Gura Ialomitei-Lacu Sarat, un scurtcircuit trifazat pe aceasta linie zolat cu actionarea in treapta II-a a protectiei de distanta in Gura Ialomitei poate determina un regim la limita de stabilitate sau pierderea stabilitatii CNE Cernavoda.

confidential

5.1.2.6. Retragera suplimentara a uneia din LEA 400kV Cernavoda-Medgidia, Isaccea-Lacu Sarat, Lacu Sarat-Smardan nu modifica semnificativ concluziile privind stabilitatea CNE.

5.1.2.7 La retragera suplimentara a unei LEA 400kV Cernavoda-Gura Ialomitei si functionare cu 2 unitati CNE (2x700MW+145MVAR):

5.1.2.7.1 Un scurtcircuit trifazat pe LEA 400kV Cernavoda-Gura Ialomitei in functiune poate fi periculos pentru stabilitatea CNE chiar daca este izolat cu actionare corecta a protectiilor si intrerupatoarelor.

confidential

5.1.2.7.2. Urmatoarele scenarii de scurtcircuit trifazat izolat cu DRRI pot fi periculoase pentru stabilitatea CNE si impun o limitare suplimentara:

- Un scurtcircuit trifazat pe LEA 400kV Cernavoda-Gura Ialomitei in functiune sau pe LEA 400kV Cernavoda-Constanta, izolat cu DRRI in Cernavoda;
- Un scurtcircuit trifazat pe LEA 400kV Isaccea-Tulcea, izolat cu DRRI in Tulcea si treapta II a protectiei de distanta in Isaccea.

5.1.2.8 La retragera suplimentara a LEA 400kV Gura Ialomitei-Lacu Sarat:

5.1.2.8.1 Un scurtcircuit trifazat pe LEA 400kV Bucuresti Sud-Gura Ialomitei poate fi periculos pentru stabilitatea CNE chiar daca este izolat cu actionare corecta a protectiilor si intrerupatoarelor, la actionare in treapta II a protectiei de distanta in Gura Ialomitei.

confidential

5.1.2.8.2 Urmatoarele scenarii de scurtcircuit trifazat izolat cu DRRI pot fi periculoase pentru stabilitatea CNE si a zonei :

- Un scurtcircuit trifazat pe una din LEA 400kV Cernavoda-Gura Ialomitei determina un regim periculos la limita de stabilitate;
- Un scurtcircuit trifazat pe LEA 400kV Cernavoda-Constanta, izolat cu DRRI in Cernavoda, determina pierderea stabilitatii CNE;
- Un scurtcircuit trifazat pe LEA 400kV Isaccea-Tulcea, izolat cu DRRI in Tulcea , poate determina pierderea stabilitatii CNE.

Un scurtcircuit trifazat pe LEA 400kV Isaccea-Tulcea, izolat cu treapta II a protectiei de distanta in Isaccea poate determina un regim periculos la limita de stabilitate sau pierderea stabilitatii la CTE Braila.

5.1.2.9 La retragera suplimentara a LEA 400kV Bucuresti Sud-Gura Ialomitei:

5.1.2.9.1 Urmatoarele scenarii de scurtcircuit pot fi periculoase pentru stabilitatea CNE si a zonei chiar cu actionare corecta a protectiilor si intrerupatoarelor:

- Un scurtcircuit trifazat pe LEA 400kV Gura Ialomitei-Lacu Sarat poate fi periculos pentru stabilitatea CNE daca timpul total de izolare a defectului in Gura Ialomitei este de 0.16s in treapta I; pentru timpul uzual 0.12s regimul este stabil;
- Un scurtcircuit trifazat pe LEA 400kV Isaccea-Tulcea, izolat in Isaccea prin treapta II a protectiei de distanta, poate determina desincronizarea CNE Cernavoda si CTE Braila.

Acest scenariu de defect impune limitarea productiei in CNE

5.1.2.9.2 Urmatoarele scenarii de scurtcircuit trifazat izolat cu DRRI pot fi periculoase pentru stabilitatea CNE si a zonei :

- Un scurtcircuit trifazat pe una din LEA 400kV Cernavoda-Gura Ialomitei determina pierderea stabilitatii CNE;
- Un scurtcircuit trifazat pe LEA 400kV Cernavoda-Constanta, izolat cu DRRI in Cernavoda, determina pierderea stabilitatii CNE si a CTE Braila;
- Un scurtcircuit trifazat pe LEA 400kV Isaccea-Tulcea, izolat cu DRRI in Tulcea, determina pierderea stabilitatii CNE.

5.1.2.9.3 Un scurtcircuit trifazat pe LEA 400kV Isaccea-Dobrudja cu actionarea in treapta II-a a protectiei de distanta in Isaccea determina pierderea sincronismului CNE Cernavoda si CTE Braila.

5.1.2.10 La retragerea suplimentara a LEA 400kV Gutinas-Smardan:

5.1.2.10.1 Un scurtcircuit trifazat pe LEA 400kV Bucuresti Sud-Gura Ialomitei este periculos pentru stabilitatea CNE si CTE Braila chiar daca este izolat cu actionare corecta a protectiilor si intrerupatoarelor, cu actionare in treapta II a protectiei de distanta in Gura Ialomitei. Pentru pastrarea stabilitatii este necesara limitarea productiei in CNE Cernavoda.

5.1.2.10.2 Urmatoarele scenarii de scurtcircuit trifazat izolat cu DRRI pot fi periculoase pentru stabilitatea CNE si a zonei:

- Un scurtcircuit trifazat pe o LEA 400kV Cernavoda, izolat cu DRRI in Cernavoda, determina regimuri periculoase, la limita de stabilitate;
- Un scurtcircuit trifazat pe LEA 400kV Isaccea-Tulcea, izolat cu DRRI in Tulcea si treapta II a protectiei de distanta in Isaccea determina pierderea sincronismului CNE Cernavoda;

5.1.2.11 La retragerea suplimentara a LEA 400kV Isaccea-Dobrudja:

5.1.2.11.1 Un scurtcircuit trifazat pe LEA 400kV Bucuresti Sud-Gura Ialomitei poate fi periculos pentru stabilitatea CNE si a CTE Braila chiar daca este izolat cu actionare corecta a protectiilor si intrerupatoarelor, la actionare in treapta II a protectiei de distanta in Gura Ialomitei. Pentru pastrarea stabilitatii este necesara limitarea productiei in CNE Cernavoda.

5.1.2.11.2 Urmatoarele scenarii de scurtcircuit trifazat izolat cu DRRI pot determina regimuri la limita de stabilitate sau pierderea stabilitatii:

- Un scurtcircuit trifazat pe o LEA 400kV Cernavoda, izolat cu DRRI in Cernavoda, determina regimuri periculoase, la limita de stabilitate;
- Un scurtcircuit trifazat pe LEA 400kV Isaccea-Tulcea, izolat cu DRRI in Tulcea si treapta II a protectiei de distanta in Isaccea determina pierderea sincronismului CNE Cernavoda si CTE Braila.

5.1.2.11.3 In cazul indisponibilitatii teleprotectiei pe LEA 400kV Gura Ialomitei-Lacu Sarat, un scurtcircuit trifazat pe aceasta linie izolat in treapta II a protectiei de distanta in Gura Ialomitei determina desincronizarea CNE si a CTE Braila.

5.1.2.12 *confidential*

5.1.2.13 Se recomanda:

- sa se functioneze cu cel putin o bobina conectata in Cernavoda pentru a asigura incarcarea cu reactiv si *confidential*;
- sa se evite retragerea suplimentara a unei LEA 400kV din Cernavoda sau din zona la functionare cu 2 unitati CNE
- sa se evite deconectarea de teleprotectii pe LEA 400kV din Cernavoda si LEA G. Ialomitei-Lacu Sarat.

5.2 VERIFICAREA STABILITATII CTE IERNUT

S-a analizat stabilitatea tranzitorie a CTE Iernut pentru schema cu retrageri planificate (PAR) :

- statia 400kV Gadalin retrasa si functionarea cu linia lunga 400kV Iernut-Rosiori;
- LEA 220kV Iernut-Baia mare retrasa.

S-au facut calcule pentru

- putere nominala in functiune in CTE Iernut : 300-500MW pe barele 220kV + 200-100MW in 110kV;
- schema cu retrageri planificate si scheme cu o retragere suplimentara in statia Iernut 400/220kV sau in zona;

S-au simulat scurtcircuite trifazate eliminate cu actionare corecta a protectiilor existente si a intrerupatoarelor, pe LEA 400kV din Iernut, AT400/220kV Iernut, LEA 220kV Iernut, LEA 220kV Fantanele-Ungheni, Cluj Foresti-Alba Iulia.

Timpii totali de actionare ai protectiilor considerati in calcule sunt :

- in statiile re tehnologizate Iernut, Sibiu, Rosiori, Mintia : ZI 0.1s;
- teleprotectie pe LEA 400kV din Sibiu, Mintia : 0.11s;
- in statii neretehnologizate : ZI 0.12-0.16s, ZII 0.52s (0.92s);

Pentru LEA 400kV Iernut-Rosiori s-au considerat scenarii :

- fara teleprotectie, cu temporizare in treapta II 04/ 08s (timp total de calul 0.5/0.9s);
- cu teleprotectie.

Concluzii :

5.2.1 Un scurtcircuit trifazat pe o LEA 400kV sau 220kV Iernut izolat in treapta I sau cu teleprotectie, sau pe AT 400/220kV izolat prin protectia diferentiala, cu actionare corecta a intrerupatoarelor, nu este periculos pentru stabilitatea CTE Iernut, in schema cu retrageri planificate si in schemele cu o retragere suplimentara considerate.

5.2.2. Daca LEA 400kV Iernut-Sibiu este in functiune, un scurtcircuit trifazat pe LEA 400kV Iernut-Rosiori nu este periculos pentru stabilitatea CTE Iernut si a zonei chiar daca este izolat fara teleprotectie, cu treapta II-a a protectiei de distanta cu temporizare 0.8s, in schema cu retrageri planificate sau in scheme cu o retragere suplimentara in reseaua 220kV sau 400kV,

5.2.3. Dupa finalizarea re tehnologizarii statiei Iernut si punerea in functiune a teleprotectiilor pe LEA 400kV Iernut-Sibiu si LEA 220kV Iernut, scenariile de defect care pot fi periculoase pentru stabilitatea CTE Iernut chiar in cazul actionarii corecte a protectiilor si intrerupatoarelor sunt :

- scurtcircuit trifazat pe LEA 400kV Iernut-Rosiori, izolat fara teleprotectie, cu actionarea in treapta II a protectiei de linie in Iernut, in scheme cu retragerea LEA 220kV Baia Mare si retragerea suplimentara a LEA 400kV Iernut-Sibiu;
- scurtcircuit trifazat pe LEA 220kV Fantanele-Ungheni, izolat in treapta II a protectiei de linie in Ungheni, in scheme cu retragerea LEA 400kV Iernut-Sibiu sau AT400/220kV Iernut, chiar dupa repunerea in functiune a LEA 220kV Iernut-Baia Mare.

5.2.3.1 In schema cu retragerea LEA 220kV Iernut-Baia Mare si retragerea suplimentara a LEA 400kV Iernut-Sibiu, un scurtcircuit trifazat pe LEA 400kV Iernut-Rosiori izolat in treapta II cu temporizare 0.4s in Iernut determina :

- un regim la limita de stabilitate **confidential** ;
- pierderea stabilitatii **confidential**.

In cazul actionarii treptei II a protectiei de linie cu temporizare 0.8s, defectul determina pierderea stabilitatii grupului 6, respectiv a tuturor grupurilor din lernut 220kV.

5.2.3.2 In schema cu retragerea LEA 400kV Iernut-Sibiu dar cu LEA 220kV Baia Mare-Rosiori repusa in functiune, un scurtcircuit trifazat pe LEA 400kV Iernut-Rosiori izolat in treapta II in lernut determina pierderea stabilitatii grupurilor din lernut 220kV numai daca se functioneaza cu grupurile 1,5,6 incarcate la nominal in lernut 220kV si temporizarea treptei II este 0.8s.

5.2.3.3. In scheme cu retragerea LEA 400kV Iernut-Sibiu, un scurtcircuit trifazat pe LEA 220kV Fantanele-Ungheni, izolat in treapta II a protectiei de linie in Ungheni, determina: pierderea stabilitatii grupului 6 *confidential*, si pierderea stabilitatii grupurilor 5,6, posibil si cu antrenarea grupului 1, *confidential*.

Acest scenariu de defect impune limita de stabilitate atat timp cat ambele circuite 220kV Iernut-Ungheni sunt in functiune.

5.2.3.4 In scheme cu retragerea suplimentara a uneia din LEA 400kV Sibiu-Brasov, Sibiu-Tantareni- Sibiu-Mintia, un scurtcircuit trifazat pe LEA 220kV Fantanele-Ungheni, izolat in treapta II a protectiei de linie in Ungheni, poate determina un regim greu la limita de stabilitate *confidential*.

5.2.4. *confidential*

5.2.5 Atat timp cat ambele circuite 220kV Iernut-Ungheni si LEA Fantanele-Ungheni sunt in functiune, lipsa teleprotectiei pe LEA 400kV Iernut-Rosiori nu impune restrictii suplimentare fata de cele impuse de un scurtcircuit pe LEA 220kV Fantanele –Ungheni, chiar pentru treapta II a protectiei de linie cu temporizare 0.8 s in lernut.

5.3 VERIFICAREA STABILITATII ZONEI PORTILE DE FIER SI A INTERCONEXIUNII

S-au considerat in functiune maxim 5 grupuri in CHE Portile de Fier si 6 grupuri in CHE Djerdap, cu incarcari maxime 5x194MW, respectiv 6x175MW.

Se mentioneaza ca in perioada iunie-septembrie vor fi in functiune 5 grupuri in CHE Djerdap

Pe barele 220kV Portile de Fier debiteaza din reseaua 110kV maxim 7 grupuri din CHE Portile de Fier II si 3 grupuri din CET Drobeta, cu puteri totale maxime 1750 MW respectiv 150MW.

S-a considerat schema de functionare in Portile de Fier:

- C220kV Portile de Fier conectata, AT3 + 2 grupuri pe bara 1 220kV si AT1,2+ 3 grupuri pe bara 2, LEA 220kV repartizate simetric.

Pentru grupurile din CHE Portile de Fier I s-a considerat functionarea in :

- reglaj de putere activa cu corectie de frecventa, cu trecere automata la reglaj de viteza pentru o abatere de frecventa la turbina de 0.1Hz;
- reglaj de putere reactiva cu corectie de tensiune, cu trecere automata la reglaj de tensiune pentru o derivata de tensiune mai mare de 2.5%.

S-a luat in considerare statutul si reglajele protectiilor si automaticilor pe linii de interconexiune care pot afecta functionarea SEN: automatica din Dobrudja pe LEA 400kV Isaccea-Dobrudja in functiune cu reglaj 850MW/1s; anulara automaticii din Kozlodui pe C1+2 400kV Tantareni-Kozlodui si a automaticii din Sofia Vest pe LEA 400kV Nis-SofiaV; automatica din Blagoevgrad pe LEA 400kV Blagoevgrad-Thessaloniki reglata la *confidential*; automatica din Sandorfalva anulata; protectiile de suprasarcina cu treapta I si II cu reglaj de vara pe LEA 400kV Djerdap-Bor, Djerdap-Drmno (*confidential*).

Pentru functionarea in schema normala si scheme cu 1-2 elemente indisponibile in zona Portile de Fier+Djerdap, in SEN si in reseaua interconectata s-a studiat :

- stabilitatea tranzitorie pe termen scurt si mediu a zonei Portile de Fier, a SEN si a interconexiunii, inclusiv riscul separarii unor zone de interconexiune prin actionari de protectii/automatici;
- identificarea retragerilor semnificative pentru stabilitatea zonei Portile de Fier si integritatea interconexiunii, si restrictii in programarea lor;
- logica si reglajele automaticilor din Portile de Fier.

Au fost calculate regimuri tranzitorii determinate de scurtcircuite trifazate metalice pe LEA 400kV din Portile de Fier+Djerdap, izolat prin actionare corecta a protectiilor si intrerupatoarelor.

S-au considerat urmatorii timpi totali de actionare:

- treapta I a protectiilor de distanta pe LEA 400kV Portile de Fier-Slatina, Portile de Fier-Urechesi si protectia diferentiala longitudinala pe LEA 400kV Portile de Fier-Djerdap 0.1s;
- treapta I a protectiilor de distanta pe LEA 400kV Djerdap-Drmno, Djerdap-Bor 0.1s.

S-au facut calcule fara/ cu actionarea automaticilor, pentru a determina necesitatea si logica de actionare. Unele rezultate sunt ilustrate grafic in anexa 5.3.

Concluzii

5.3.1.1 Pentru topologia si structura de schimburi prognozata in interconexiune pentru vara 2009, un scurtcircuit trifazat pe o LEA 400kV din Portile de Fier sau Djerdap, izolat prin actionarea corecta a protectiilor si intrerupatoarelor, nu este periculos pentru stabilitatea tranzitorie a zonei si integritatea interconexiunii daca nu exista nici o LEA 400kV de evacuare indisponibila in nodul Portile de Fier+Djerdap sau pe axa Djerdap- Bor-Nis.

5.3.1.2 In cazul unor retrageri din exploatare in Portile de Fier sau Djerdap, la functionare cu 11 grupuri in CHE Portile de Fier + Djerdap un scurtcircuit trifazat pe o LEA 400kV de evacuare din Portile de Fier poate determina regimuri stabile pe termen scurt dar cu pendulatii intre zone de interconexiune si risc de periclitare a integritatii interconexiunii :

5.3.1.2.1 Daca este indisponibila una din LEA 400kV Portile de Fier-Urechesi, Portile de Fier-Slatina, un scurtcircuit trifazat pe cealalta LEA 400kV determina un regim cu pendulatii de unghi amortizate intre zone din interconexiune si o pendulatie de tensiune la 0.77Un in Bor..

Apar oscilatii amortizate de putere pe liniile de interconexiune, fara conditii de actionare a protectiilor/ automaticilor pe aceste linii.

L Portile de Fier-Djerdap se incarca postavarie la cca. 690 MW.

LEA 400kV Djerdap-Bor se incarca postavarie la 1460A, cu conditii de actionare a protectiei de suprasarcina in treapta I, evitabil prin redispecerizarea post-avarie in Djerdap.

Are conditii de actionare automata de putere pe L1,2 Portile de Fier-Resita (300MW/0.25s).

Nu este necesara punerea in functiune a automaticii la semnal de protectie si comutatie.

5.3.1.2.2 Daca sunt indisponibile ambele circuite 220kV Portile de Fier-Resita, un scurtcircuit trifazat pe una din LEA 400kV Portile de Fier-Urechesi sau Portile de Fier-Slatina determina pendulatii interzonale nepericuloase, fara conditii de actionare pentru automaticile din Portile de Fier sau protectiile de suprasarcina pe LEA 400kV Djerdap

Nu este necesara punerea in functiune a automaticii la semnal de protectie si pozitie intrerupator.

5.3.1.2.3 Daca este indisponibila LEA 400kV Portile de Fier-Djerdap, un scurtcircuit trifazat pe una din LEA 400kV Portile de Fier-Urechesi sau Portile de Fier-Slatina determina un regim cu pendulatii de unghi si o pendulatie de tensiune nepericuloasa.

Are conditii de actionare automata de putere si pe LEA 1,2 Portile de Fier-Resita.

Nu este necesara punerea in functiune a automatice la semnal de protectie si pozitie intrerupator .

5.3.1.2.4 Daca este indisponibila LEA 400kV Djerdap-Drmno, la functionare cu putere maxima in Portile de Fier si Djerdap un scurtcircuit trifazat pe o LEA 400kV Portile de Fier poate determina un regim cu o pendulatie de tensiune pana la $0.75U_n$ in Bor si incarcarea LEA Djerdap-Bor post-avarie la 1550A, cu conditii de actionare in treapta I a protectiei de suprasarcina si posibil risc de actionare in treapta II.

Are conditii de actionare automata de putere pe LEA 220kV 1,2 Portile de Fier-Resita.

Daca automata de putere nu este in functiune este necesara punerea in functiune a automatice la semnal de pozitie intrerupator; deconecteaza 1 grup.

5.3.1.3 Daca este indisponibila una din LEA Portile de Fier-Urechesi, Portile de Fier-Slatina, retragerea simultana a LEA 400kV Sofia Vest-Nis determina o amplificare a pendulatiilor interzonale si de tensiune ($0.755U_n$ in Bor) determinate de un scurtcircuit trifazat pe cealalta LEA 400kV din Portile de Fier in functiune, fara periclitarea stabilitatii interconexiunii.

Retragerea simultana a c1+c2 Tantareni-Kozlodui sau a uneia din LEA de interconexiune Isaccea-Dobruja, Arad-Sandorfalva, Blagoevgrad-Thessaloniki, C.Mogila-Stip, sau a uneia din LEA 400kV interne Urechesi-Tantareni, Slatina-Tantareni, nu afecteaza semnificativ pendulatiile interzonale determinate de un scurtcircuit trifazat pe cealalta LEA 400kV din Portile de Fier in functiune.

LEA 400kV Djerdap-Bor se incarca postavarie la 1430-1480A, cu conditii de actionare in treapta I a protectiei de suprasarcina , evitabila prin redispecerizare.

Are conditii de actionare automata de putere pe LEA 1,2 Portile de Fier-Resita.

Nu este necesara punerea in functiune a automatice la semnal de protectie si pozitie intrerupator.

5.3.1.4 Un scurtcircuit trifazat pe una din LEA 400kV din Portile de Fier, izolat cu actionare corecta a protectiilor si intrerupatoarelor, poate fi periculos pentru stabilitatea tranzitorie pe termen scurt si mediu a zonei si a interconexiunii daca determina :

- depasirea capacitatii de evacuare a nodului Portile de Fier;
- depasirea capacitatii de evacuare a nodului Portile de Fier+Djerdap;
- depasirea capacitatii de tranzit printr-o sectiune de interconexiune ;
- actionarea unor protectii sau automatici de deconectare a unor linii si extinderea avariei.

5.3.1.4.1 Daca sunt indisponibile simultan una din LEA Portile de Fier-Urechesi, Portile de Fier-Slatina si LEA Portile de Fier-Djerdap, un scurtcircuit pe LEA 400kV in functiune determina ramanerea CHE Portile de Fier pe axa 220kV si desincronizarea rapida a zonei Portile de Fier daca excedentul nodului depaseste limita de stabilitate si risc de actionare a protectiilor in 220kV.

Pentru pastrarea stabilitatii este necesara **confidential** automata la semnal de protectie si pozitie intrerupator a LEA 400kV Portile de Fier in functiune deconecteaza 1/2 grupuri Portile de Fier

5.3.1.4.2 Daca sunt indisponibile simultan una din LEA 400kV Portile de Fier si c1+2 220kV Portile de Fier-Resita, un scurtcircuit trifazat pe alta LEA 400kV din Portile de Fier poate determina:

5.3.1.4.2.1 Ramanerea zonei Portile de Fier pe LEA 400kV Slatina sau Urechesi; defectul poate duce la desincronizarea zonei Portile de Fier de SEN daca excedentul zonei Portile de Fier depaseste limita de stabilitate pe termen scurt si mediu si risc de actionare a protectiilor pe aceasta linie:

- LEA Portile de Fier-Slatina : 850 MW;
- LEA Portile de Fier-Urechesi :1100 MW.

5.3.1.4.2.2 Ramanerea zonei Portile de Fier pe LEA 400kV Djerdap; defectul poate duce la desincronizarea rapida a zonei Portile de Fier si CHE Djerdap daca **confidential** fara/ cu deconectarea unui grup Portile de Fier prin automatica la semnal polifazat de protectie pe LEA 400kV Portile de Fier in functiune.

5.3.1.4.3 Daca sunt indisponibile simultan una din LEA Portile de Fier-Urechesi, Portile de Fier-Slatina si o LEA 400kV de evacuare in Djerdap, un scurtcircuit trifazat pe LEA 400kV Portile de Fier in functiune poate determina pierderea sincronismului intre zone de interconexiune.

Este necesara **confidential** deconectarea a 1/2 grupuri in Portile de Fier prin automatica la semnal polifazat de protectie pe LEA 400kV Portile de Fier in functiune, eventual completata cu redispecerizare in Djerdap sau deconectarea unui grup in Portile de Fier prin automatica de putere pe LEA 220kV .

5.3.1.4.4 Daca sunt indisponibile simultan c1+2 220kV Portile de Fier-Resita si una din LEA 400kV Djerdap-Bor, Djerdap-Drmno, un scurtcircuit trifazat pe o LEA 400kV de evacuare din Portile de Fier poate determina pierderea sincronismului intre zone de interconexiune sau un regim greu cu risc de actionare a protectiilor de distanta pe LEA 400kV din Portile de Fier si Djerdap.

Este necesara **confidential** fara/cu deconectarea unui grup prin automatica la semnal polifazat de protectie.

5.3.1.4.6 Daca sunt indisponibile simultan LEA Djerdap-Drmno si LEA Nis-Sofia Vest, un scurtcircuit trifazat pe o LEA 400kV Portile de Fier determina un regim cu pendulatii interzonale amortizate mai lent si o pendulatie de tensiune la 0.71Un in Bor.

LEA 400kV Djerdap-Bor se incarca post-avarie la cca 1600A, cu conditii de actionare a treptei I de protectie de curent si risc de actionare a treptei II.

Au conditii de actionare automatica de putere pe LEA 220kV1, Portile de Fier-Resita.

Se recomanda punerea in functiune a automaticii la semnal de protectie si pozitie intrerupator.

5.3.1.4.7 Daca sunt indisponibile simultan o LEA 400kV Djerdap-Drmno si c1+c2 Tantareni-Kozlodui, un scurtcircuit trifazat pe o LEA 400kV Portile de Fier determina un regim cu o pendulatie de tensiune la 0.72Un in Bor, posibil risc de actionare a protectiei de distanta in treapta II pe LEA Bor-Nis si incarcarea postavarie a LEA Djerdap-Bor la cca.1770A, cu conditii de actionare a protectiei de suprasarcina in treapta II.

Are conditii de actionare automatica de putere pe LEA 220kV.

Este necesara deconectarea rapida a unui grup prin automatica la semnal de protectie si comutatie a LEA 400kV Portile de Fier.

LEA Djerdap-Bor ramane incarcata la cca. 1600A, cu risc de actionare in treapta II a protectiilor de suprasarcina; este necesara deconectarea unui al doilea grup prin automaticele de putere din Portile de Fier (**confidential**).

5.3.1.4.8 Daca este indisponibila LEA 400kV Djerdap- Drmno si LEA 400kV Arad-Sandorfalva, un scurtcircuit trifazat pe o LEA 400kV Portile de Fier determina un regim stabil cu incarcarea LEA 400kV Djerdap-Bor postavarie la 1580A, cu conditii de actionare a protectiei de suprasarcina in treapta I si risc de actionare in treapta II.

Are conditii de actionare automatica de putere pe LEA 220kV1,2 Portile de Fier-Resita.

Este necesara punerea in functiune a automaticii la semnal de pozitie intrerupator daca automatica de putere nu se pune in functiune.

In cazurile 5.3.1.4.1-5.3.1.4.8 pot fi necesare:

- masuri preventive: programarea retragerilor in perioade cu productie redusa sau dispecerizarea productiei ;
- masuri corective automate : deconectarea netemporizata a 1-2 grupuri pe bara 2 Portile de Fier prin automatice la semnal de protectie si pozitie intrerupator a LEA 400kV Portile de Fier (coordonat cu dispecerizarea preventiva), completata de deconectarea cu temporizare a unui grup pe bara 1 Portile de Fier prin automatice de putere.

5.3.1.5 Daca una din LEA 400kV Djerdap-Drmno, Djerdap-Bor este indisponibila, un scurtcircuit pe cealalta linie duce la ramanerea CHE Djerdap conectata la SEN prin LEA Portile de Fier-Djerdap.

Atat timp cat defectul este izolat cu actionare corecta a protectiilor si intrerupatoarelor si nu este retrasa din exploatare si o LEA 400kV Portile de Fier sau LEA 400kV Nis-Sofia Vest sau ambele circuite 400kV Tantareni-Kozlodui sau LEA 400kV Arad-Sandorfalva defectul determina un regim tranzitoriu stabil fara pendulatii de tensiune periculoase si fara conditii de actionare a protectiilor sau automatice.

Apar oscilatii mari de putere pe c 400kV Tantareni-Kozlodui pana la 1600MW, si o incarcare postavarie la 970MW.

Au conditii de actionare automatice de putere pe LEA 400kV Portile de Fier –Urechesti si pe L1,2 Portile de Fier-Resita.

5.3.1.6. Un scutcircuit trifazat pe L400kV Djerdap-Drmno, izolat cu actionare corecta a protectiilor si intrerupatoarelor, poate fi periculos pentru integritatea interconexiunii in cazul unor retrageri din exploatare in Portile de Fier:

5.3.1.6.1 Daca este indisponibila una din L400kV Portile de Fier-Urechesti, Portile de Fier-Slatina, la functionare cu productie maxima in CHE Portile de Fier si Djerdap, scenariul de defect determina o pendulatie de tensiune la $0.77U_n$ in Bor si incarcarea LEA 400kV Djerdap-Bor-Nis post-avarie la 1520-1550A, cu conditii de actionare a protectiei de suprasarcina in treapta I si posibil risc de actionare in treapta II.

Au conditii de actionare automatica de putere pe L220kV1,2 Portile de Fier-Resita si posibil pe L400kV Portile de Fier in functiune.

5.3.1.6.2 Daca sunt indisponibile ambele circuite 220kV Portile de Fier-Resita, L400kV Djerdap-Bor se incarca postavarie la cca.1580A cu conditii de actionare a protectiei de suprasarcina in treapta I si risc de actionare in treapta II.

Nu au conditii de actionare automatice de putere pe L400kV Portile de Fier.

Este necesara **confidential**, completata de redispecerizare postavarie in Djerdap.

5.3.1.7 Un scutcircuit trifazat pe una din LEA 400kV Djerdap-Drmno, Djerdap-Bor, izolat cu actionare corecta a protectiilor si intrerupatoarelor, poate fi periculos pentru stabilitatea tranzitorie a zonei si/ sau integritatea interconexiunii in cazuri de retrageri simultane:

5.3.1.7.1 Daca sunt indisponibile simultan una din LEA Portile de Fier-Urechesti, Portile de Fier-Slatina, si una din LEA Djerdap-Drmno, Djerdap-Bor, un scurtcircuit pe a doua LEA 400kV Djerdap poate determina o desincronizare rapida a CHE Portile de Fier+Djerdap sau un regim cu risc de actionare in treapta II a protectiei de distanta pe LEA 400kV Portile de Fier in functiune.

Au conditii de actionare automatice de putere pe LEA 400kV Portile de Fier in functiune si LEA 220kV dar este insuficient pentru reducerea satisfacatoare a riscului (Anexa 5.3.a).

Se poate mentine stabilitatea zonei Portile de Fier **confidential**, eventual completata cu deconectarea unui grup prin automatica de putere pe LEA 400kV Portile de Fier..

5.3.1.7.2 Daca sunt indisponibile simultan una din LEA Portile de Fier-Urechesi, Portile de Fier-Slatina, si c1+2 220kV Portile de Fier-Resita, un scurtcircuit pe o LEA 400kV Djerdap poate determina desincronizarea rapida a CHE Portile de Fier+Djerdap.

Daca **confidential**, scenariul determina un regim stabil la limita, cu pendulatii adanci de tensiune la 0.71Un in Portile de Fier si 0.65Un in Bor, cu risc de actionare in treapta II a protectiei de distanta pe LEA 400kV Portile de Fier-Slatina si conditii de actionare in treapta II a protectiei de suprasarcina pe LEA 400kV Djerdap-Bor.

Are conditii de actionare automata de putere pe LEA 400kV Portile de Fier in functiune, dar deconectarea cu temporizare a unui grup nu asigura eliminarea riscurilor.

Pentru a asigura pastrarea stabilitatii in acest caz este necesara **confidential**.

5.3.1.7.3 Daca sunt indisponibile simultan una din LEA Djerdap-Drmno, Djerdap-Bor si c1+2 220kV Portile de Fier-Resita, la functionare cu 11 grupuri in CHE Portile de Fier I +Djerdap un scurtcircuit pe LEA 400kV Djerdap in functiune un regim stabil cu oscilatii mari de putere pe LEA 400kV Portile de Fier si LEA Tantareni-Kozlodui; in regim postavarie LEA 400kV Portile de Fier-Urechesi se incarca la 1250MW, iar LEA 400kV Tantareni-Kozlodui la 1150 MW.

Au conditii de actionare automaticile de putere pe ambele LEA 400 kV din Portile de Fier.

Confidential

5.3.1.7.4 Daca sunt indisponibile simultan una din LEA Djerdap-Drmno, Djerdap-Bor, si LEA Nis-Sofia Vest, defectul determina ramanerea Djerdap pe SEN si un regim cu pendulatii interzonale amortizate foarte lent in interfata RO+Djerdap+BG.

Au conditii de actionare automaticile de putere pe LEA 400kV si 220kV Portile de Fier.

Acest caz indica limita de stabilitate pe termen mediu in interfata Rosiori-Mukacevo+Nadab-Bekecsaba+Arad-Sandorfalva+C.Mogila-Stip+Blagoevgrad-Thessaloniki : 2250MW.

5.3.1.7.5 Daca sunt indisponibile simultan una din Portile de Fier-Urechesi, Portile de Fier-Slatina, si una din LEA de interconexiune Arad-Sandorfalva, C.Mogila-Stip, Blagoevgrad-Thessaloniki, sau una din LEA 400kV interne Urechesi-Tantareni, Slatina-Tantareni, un scutrcircuit trifazat pe L400kV Djerdap-Drmno determina un regim cu o pendulatie la 0.72-0.76Un in Bor, fara risc de actionare a protectiilor de distanta, si incarcarea postavarie a LEA Djerdap-Bor la 1580-1590A, cu conditii de actionare a protectiei de suprasarcina in treapta I si risc de actionare in treapta II.

Are conditii de actionare automata de putere pe L220kV 1,2 Portile de Fier-Resita.

Este necesara deconectarea unui grup prin automata de putere.

5.3.1.7.6 Daca sunt indisponibile simultan una din Portile de Fier-Urechesi, Portile de Fier-Slatina, si c1+2 Tantareni-Kozlodui, un scutrcircuit trifazat pe L400kV Djerdap-Drmno determina un regim cu o pendulatie la 0.74Un in Bor si incarcarea postavarie a LEA Djerdap-Bor la cca.1770A, cu conditii de actionare a protectiei de suprasarcina in treapta II.

Are conditii de actionare automata de putere pe L220kV 1,2 Portile de Fier-Resita, dar dupa deconectarea unui grup LEA Djerdap-Bor ramane incarcata la cca. 1620A (114% I treapta I), cu risc de actionare in treapta II a protectiilor de suprasarcina.

Este necesara **confidential**, completata eventual de redispecerizare in Djerdap.

Un scurtcircuit pe LEA Djerdap-Bor determina incarcarea postavarie a LEA Djerdap-Drmno la cca.1520A, cu conditii de actionare a protectiei de suprasarcina in treapta I, evitabila prin redispecerizare in Djerdap

5.3.1.7.7 Daca sunt indisponibile simultan una din LEA Djerdap-Drmno, Djerdap-Bor, si LEA Arad-Sandorfalva, scenariul de defect determina un regim cu amortizare lenta a micilor oscilatii in interfata RO+Djerdap+BG.

LEA 400kV Tantareni-Kozlodui in functiune se incarca tranzitoriu pana la 1600 MW si postavarie la 1000 MW.

Pentru imbunatatirea amortizarii oscilatiilor se recomanda sa se conecteze ambele circuite Tantareni-Kozlodui.

5.3.1.7.8 Daca sunt indisponibile LEA 400kV Djerdap-Drmno si c1+c2 Tantareni-Kozlodui, defectul determina un regim la limita de stabilitate pe termen mediu, cu pendulatii interzonale amortizate foarte lent (HU/RO+Djerdap/BG+GR+RS), oscilatii mari de putere pe linii de interconexiune si incarcarea LEA 400kV Isaccea-Dobrudja peste 850MW timp de 0.91s (0.98s cu dezexcitarea releului), probabil cu conditii de actionare a automaticii din Dobrudja.

Deconectarea a 1-2 grupuri cu temporizare prin automatici de putere reduce durata incarcarii linieri peste 850MW la 0.83-0.65s.

Considerand o rezerva de timp fata de temporizarea automaticii, limita de stabilitate si risc de actionare a automatizarii pe interfata Arad-Sandorfalva+Nadab-Bekecsaba+Rosiori-Mukacevo+Isaccea-Dobrudja este cca. 1450 MW, cu o incarcare post-avarie de cca. 600MW pe LEA 400kV Isaccea-Dobrudja.

5.3.1.7.9 Daca sunt indisponibile simultan una din LEA Portile de Fier-Urechesti, Portile de Fier-Slatina, si LEA 400kV Sofia Vest-Nis, defectul determina pendulatii interzonale amortizate, pendulatii de tensiune la 0.72Un in Bor si 0.79Un in Portile de Fier, fara risc de actionare a protectiilor de distanta; LEA 400kv Djerdap-Bor se incarca postavarie la 1610A cu conditii de actionare a protectiei de suprasarcina in treapta I si risc de actionare in treapta II.

Are conditii de actionare automata de putere pe LEA 220kV 1,2 Portile de Fier –Resita ai posibil conditii la limita automata de putere pe LEA 400kV Portile de Fier in functiune.

Este necesara deconectarea unui grup printr-o automata de putere, completata de redispecerizare in Djerdap.

5.3.1.8 La functionare cu productie maxima pe numar minim de grupuri, pastrarea stabilitatii in Portile de Fier+Djerdap si interconexiune se asigura prin:

Retrageri	Dec. prin automatici			<i>confidential</i>	<i>confidential</i>
	Z L400kV	P L220kV	P L400kV		
1LEA 400kV PdFier	(1g)	1g	1g		
1LEA 400kV Djerdap	(1g)	1g	1g		
c1,2 PdFier-Resita	-	-	1g		
2LEA 400kV PdFier	1g	1g	-		
	2g		-		
PdF-Urech.\ Slatina +c1,2 PdFier-Resita	1g	-	1g		
PdFier-Djerdap +c1,2 PdFier-Resita	1g	-	-		
1LEA 400kV PdFier +1LEA 400kV Djerdap	1g	1g	1g		
c1,2 PdFier-Resita + 1LEA 400kV Djerdap	1g	-	1g		
1LEA 400kV PdFier + c1,2Tantareni-Kozlodui	1g	1g	1g		
c1,2Tantareni-Kozlodui +LEA Djerdap-Drmno	1g	1g	1g		

L Arad-Sandorfalva +LEA Djerdap-Drmno	1g	1g	1g		
LEA Djerdap-Drmno +LEA Nis-SofiaV	1g	1g	1g		

5.3..9 **confidential**

Daca sunt respectate coordonat aceste restrictii si EPS respecta restrictii corespunzatoare privind retrageri simultane si limitari de productie in Djerdap :

- nu este necesar sa se puna mai mult de 1 grup pe automatica la semnal de protectie in cazul retragerii unei LEA 400kV Portile de Fier sau a unei LEA 400kV Djerdap sau a retragerii simultane a unei LEA 400kV din Portile de Fier cu o LEA 400V din reseaua externa sau cu 2 c 220kV Resita;
- nu este necesara punerea LEA 400kV Portile de Fier-Djerdap pe automatica de putere a LEA 400kV din Portile de Fier.

5.3.1.10 Se constata cresterea limitei de stabilitate in interfata de interconexiune a Romaniei si interfata Romania+Bulgaria, datorate punerii in functiune a 2 LEA 400kV de interconexiune cu efecte specifice:

- LEA 400kV Nadab-Beckecsaba (RO-HU) : a marit limita de stabilitate in interfetele RO si RO+BG, a redus impactul retragerii LEA 400kV Arad-Sandorfalva si a imbunatatit amortizarea oscilatiilor in scenarii de defect cu aceasta retragere ;
- LEA 400kV Cervena Mogila –Stip (BG-MK): a eliminat oscilatiile mari care apareau intre BG si GR, a marit limita de stabilitate in interfata RO+BG, a determinat reducerea tendintei de oscilatie RO/BG pe LEA 400kV Isaccea-Dobrudja la indisponibilitatea c1+2 Tantareni-Kozlodui si o crestere a limitei de stabilitate pe LEA 400kV Isaccea-Dobrudja.

5.3.1.11 Se propune mentinerea schemei normale in Portile de Fier:

C220kV Portile de Fier conectata, AT3 (400MVA) +2 grupuri pe bara 1 220kV si AT1,2 (2x500MVA) + 4 grupuri pe bara 2, LEA 220kV distribuite simetric.

5.3.2 Stabilitatea zonei Portile de Fier la defecte pe AT 400/220kV Portile de Fier

Raman valabile rezultatele din studiile sezoniere anterioare de „Planificare operationala a SEN”.

5.3.3 Punerea in functiune si logica de actionare a automaticilor din Portile de Fier

5.3.3.1. Automaticile de putere pe L1,2 220kV Portile de Fier-Resita se pun in functiune cu reglaj 300MW/0.25s pentru:

- § un circuit 220kV Portile de Fier-Resita indisponibil;
- § 1-2 AT400/220kV Portile de Fier indisponibile ;
- § o LEA 400kV indisponibila in nodul Portile de Fier+Djerdap;
- § functionare cu C220kV Portile de Fier deconectata si **confidential** sau indisponibilitati pe axa Portile de Fier-Mintia;
- § necesitati legate de NTC.

Deconecteaza un grup pe bara 220kV Portile de Fier pe care este conectat circuitul repectiv.

Acest grup trebuie sa fie diferit de grupurile conectate la automaticile AT la functionare cu :

- 1AT si 1 circuit Portile de Fier-Resita indisponibile simultan, daca se functioneaza cu 5-6 grupuri in Portile de Fier I si numai 1-2 grupuri sunt conectate la automaticile AT ;
- 2 AT Portile de Fier indisponibile simultan;
- o LEA 400kV indisponibila in nodul Portile de Fier+Djerdap ;
- C220kV Portile de Fier deconectata si numai un grup conectat la automaticile AT3, pentru **confidential** in schema N, **confidential** cu 1 c Portile de Fier-Resita retras din exploatare si **confidential** in alte scheme N-1.

5.3.3.2. La functionare cu C220kV Portile de Fier conectata, automaticele la semnal de protectie si pozitie intrerupator pe AT Portile de Fier se pun in functiune pentru:

§ schema normala:

- daca sunt 6 grupuri in functiune in CHE Portile de Fier I; automaticele la semnal de protectie (inclusiv DRRI) ale tuturor AT deconecteaza al 6-lea grup din CHE Portile de Fier I
- daca se considera un risc suplimentar:
 - o declansare neselectiva a C220kV Portile de Fier la defect pe AT; automatica la semnal de protectie a AT conectat pe bara 1220kV Portile de Fier deconecteaza al 2-lea grup de pe aceasta bara;
 - o refuz de intrerupator si DRRI pe o bara 400kV Portile de Fier; automaticele la semnal de protectie (inclusiv DRRI) ale tuturor AT deconecteaza al 2-lea grup conectat pe bara 1.

§ pentru un AT Portile de Fier retras din exploatare si :

- fara alte indisponibilitati sau cu o LEA 400kV indisponibila in Portile de Fier+Djerdap; automaticele tuturor AT deconecteaza al 5-lea si al 6-lea grup;
- 1 circuit Portile de Fier-Resita indisponibil si 4-5 grupuri; automaticele deconecteaza 1grup + al doilea la functionare cu 5 grupuri in Portile de Fier I; posibila si deconectarea celui de-al 2-lea grup prin automatica de putere pe circuitul Portile de Fier-Resita in functiune;
- un element indisponibil pe Resita-Timisoara-Mintia, AT Arad, sau LEA 400kV Arad-Sandorfalva si Arad-Mintia sau Mintia-Sibiu indisponibile simultan; automaticele tuturor AT deconecteaza cel putin al 5-lea si al 6-lea grup (functie de suprasarcina tranzitorie tolerabila);
- 2 circuite Portile de Fier-Resita sau Resita-Timisoara indisponibile; **confidential**; automaticele deconecteaza 1-2 grupuri functie de suprasarcina tranzitorie tolerabila si suprasarcina rezolvabila post-avarie pe AT ramas in functiune.

§ pentru 2 AT Portile de Fier retrase din exploatare :

se asigura limitarea operativa a excedentului in Portile de Fier coordonat cu deconectarea prin automaticele AT in functiune a unui numar de grupuri care sa asigure respectarea limitei de stabilitate pe axa 220kV conform (5.3.2.2.1).

5.3.3.3. Automaticele de putere pe LEA 400kV Portile de Fier-Urechesti, Portile de Fier-Slatina se pun in functiune cu un reglaj 1100MW/0.2s pentru :

- § 1 LEA 400kV indisponibila in Portile de Fier si **confidential**;
- § 1 LEA 400kV indisponibila in Djerdap sau LEA Bor-Nis, si **confidential**;
- § 1 LEA 400kV indisponibila in Portile de Fier +1 LEA 400kV indisponibila in Djerdap, si **confidential**;
- § 1 LEA 400kV indisponibila in Portile de Fier +c1,2 220kV Resita, si **confidential**
- § 1 LEA 400kV indisponibila in Djerdap +c1,2 220kV Resita, si **confidential**;
- § 2 LEA 400kV indisponibile in Portile de Fier ;
- § 1 LEA 400kV indisponibila in Djerdap + c1,2 Tantareni-Kozlodui, si suma excedent Djerdap + RO peste 1450 MW;
- § 1 LEA 400kV indisponibila in Djerdap + LEA Nis-Sofia Vest, si suma excedent Djerdap + RO+ BG peste 2000 MW;
- § 1 LEA 400kV indisponibila in nodul Djerdap sau LEA Bor-Nis, coordonat cu productia in CHE Djerdap, programele de schimb si schema in interconexiune ;

Automatica deconecteaza 1 grup pe bara 2 Portile de Fier .

5.3.3.4. Se pun in functiune automaticele la semnal polifazat de protectie si automaticele la pozitie intrerupator pe LEA 400kV Portile de Fier-Urechesti, Portile de Fier-Slatina, in urmatoarele scheme cu indisponibilitati:

5.4.3.4.1 Indisponibila L400kV Portile de Fier-Urechesti sau Portile de Fier-Slatina; nu este indisponibila simultan a-2-a L400kV in Djerdap sau L Bor-Nis, sau un element pe axa Portile de Fier-Mintia in cazul indisponibilitatii unei L 400kV; 6 grupuri in functiune in CHE Portile de Fier I.

Se pun in functiune pe L400kV Portile de Fier automatice la semnal polifazat de protectie. Deconecteaza un grup pe bara 2 Portile de Fier.

confidential

5.4.3.4.2 Indisponibila o L400kV din Djerdap sau L400kV Bor-Nis, fara indisponibilitati in Portile de Fier 400kV sau c1+2 220kV Portile de Fier-Resita; 6 grupuri in functiune in CHE Portile de Fier I. Se pun in functiune automatice la semnal polifazat de protectie. Deconecteaza 1 grup pe bara 2.

5.3.3.4.3 Indisponibile LEA 400kV Portile de Fier-Urechesti sau Portile de Fier-Slatina si un element pe axa Portile de Fier-Mintia .

Se pun in functiune automata la semnal polifazat de protectie si automata la pozitie intrerupator. Deconecteaza 1 grup pe bara 2.

5.3.3.4.3 Indisponibile LEA 400kV Portile de Fier-Urechesti / Portile de Fier-Slatina si c1+2 220kV Portile de Fier-Resita.

confidential

Se pun in functiune automata la semnal polifazat de protectie si automata la pozitie intrerupator. Deconecteaza 1 grup pe bara 2.

5.3.3.4.5 Indisponibile LEA 400kV Portile de Fier-Djerdap si c1+2 220kV Portile de Fier-Resita.

confidential

Se pun in functiune automata la semnal polifazat de protectie si automata la pozitie intrerupator. Deconecteaza 1 grup pe bara 2.

5.3.3.4.6 Indisponibile LEA 400kV Portile de Fier-Urechesti sau Portile de Fier-Slatina si LEA 400kV Portile de Fier-Djerdap

confidential

Se pun in functiune pe LEA 400kV Portile de Fier automata la semnal polifazat de protectie si automata la pozitie intrerupator. Deconecteaza 1/2 grupuri pe bara 2 Portile de Fier.

5.3.3.4.7 Indisponibile LEA 400kV Portile de Fier-Urechesti sau Portile de Fier-Slatina si o LEA 400kV din Djerdap sau LEA 400kV Bor-Nis

confidential

Se pun in functiune pe LEA 400kV Portile de Fier automata la semnal polifazat de protectie si automata la pozitie intrerupator. Deconecteaza un grup pe bara 2 Portile de Fier.

5.3.3.4.8 Indisponibile LEA 400kV Portile de Fier-Urechesti sau Portile de Fier-Slatina si LEA 400kV Sofia Vest-Nis; 6 grupuri in functiune in CHE Portile de Fier I.

Se pune in functiune pe LEA 400kV Portile de Fier automata la semnal polifazat de protectie. Deconecteaza 1 grup pe bara 2 Portile de Fier.

5.3.3.4.9 Indisponibile c1+2 220kV Portile de Fier-Resita si LEA 400kV Djerdap-Bor sau Djerdap-Drmno.

confidential

Se pun in functiune pe LEA 400kV Portile de Fier automatice la semnal polifazat de protectie si la pozitie intrerupator. Deconecteaza un grup pe bara 2 Portile de Fier.

5.3.3.4.10 Indisponibila o LEA 400kV din Djerdap sau LEA 400kV Bor-Nis, si c1+2 Tantareni-Kozlodui.

Se pun in functiune automatice la semnal polifazat de protectie si la pozitie intrerupator. Deconecteaza un grup pe bara 2.

Se limiteaza **confidential** suma export RO+Djerdap la 1450MW .

5.3.3.4.11 Indisponibila o LEA 400kV din Djerdap sau LEA 400kV Bor-Nis, si LEA 400kV Arad-Sandorfalva .

Se pun in functiune automatice la semnal polifazat de protectie si la pozitie intrerupator. Deconecteaza un grup pe bara 2.

5.3.3.4.12 Indisponibila o LEA 400kV din Djerdap sau LEA 400kV Bor-Nis, si LEA 400kV Nis-Sofia Vest .

Se pun in functiune automaticile la semnal polifazat de protectie si la pozitie intrerupator. Deconecteaza un grup pe bara 2.

Se pastreaza regimul si logica automaticilor in cazurile care nu au fost analizate in acest studiu.

Repunerea in functiune a unor automatici pe linii de interconexiune si/sau modificarea unor reglaje poate impune modificarea dispecerizarii automaticilor din Portile de Fier.

6. PROPUNERI DE MASURI

6.1. Pentru vara 2009 se propun ca **scheme normale** de functionare schemele 220-400kV si 110kV prezentate in anexele 3.1 si 3.2.

6.2. Se propune adoptarea urmatoarelor masuri in retea:

6.2.1 In perioada retragerii din exploatare a L400kV Pelicanu-Cernavoda si a functionarii cu un singur T 400/110kV in st. Gura Ialomitei este necesar a se conecta: L110kV Hotarele –Oltenita, L110kV Urziceni-V. Calugareasca, CT_A (sau CT_B) 110kV Gura Ialomitei (cu CL 110kV A-B conectata).

6.2.2 Pe perioada retragerii din exploatare a L400kV Pelicanu-Cernavoda se respecta criteriul N-1 dupa declansarea liniei 400kV Bucuresti Sud-Pelicanu (consumul cuptoarelor din Donasid fiind compensat 60+j7). Daca in schema de functionare cu o singura linie 400kV in functiune in statia 400kV Pelicanu (linia 400kV Bucuresti S.-Pelicanu), consumatorii linistiti vor fi afectati de fenomenul de flicker se poate lua masura deconectarii T2 400/110kV Pelicanu. In aceasta schema linia 110kV Pelicanu-CSC2 (consumatori linistiti de pe platforma DONASID) poate functiona pe bara 2 110kV Pelicanu, daca Donasid incheie un contract de distributie cu ENEL pentru alimentarea consumatorilor „linistiti”, pe perioada retragerii liniei 400kV Pelicanu-Cernavoda

6.2.3 La retragerea accidentala a liniei 400kV Buc. Sud-Pelicanu se deconecteaza T2 400/110kV Pelicanu. Cuptoarele Donasid, alimentate din bara B1 110kV Pelicanu prin linia 110kV Pelicanu-CSC1 vor ramane fara alimentare.

Consumatorii „linistiti” Donasid din linia 110kV Pelicanu-CSC2 pot ramane alimentati din B2 110kV Pelicanu daca Donasid incheie contract de distributie cu ENEL

Daca nu se ia masura deconectarii T2 400/110kV Pelicanu, nu se respecta criteriul N-1 la declansarea T4 400/110kV G. Ialomitei ($U=88\text{kV}$ in zona si CT_A (sau CT_B) 110kV Gura Ialomitei se incarca la cca. 125% I_{TC}).

Pentru evitarea sacrificarii preventive a consumatorilor racordati prin linia 110kV Pelicanu-CSC1 ca urmare a masurii deconectarii T2 400/110kV Pelicanu, se propune instalarea unui DAS-U in statia 110kV Pelicanu (pe linia 110kV Pelicanu-CSC1). Reglajele DAS-U vor fi calculate astfel incat regimul dupa declansarea T4 400/110kV G. Ialomitei sa respecte criteriul N-1. Masura instalarii unui DAS-U se va lua daca consumatorii „linistiti” nu sunt afectati de fenomenul de flicker, in conditiile retragerii celor doua linii de 400kV din Pelicanu.

6.2.4 In regimul cu functionarea a 2 unitati in CNE avand in vedere ca linia 400kV Cernavoda-Pelicanu va fi retrasa si tinand cont de gradul ridicat de dificultate in realizarea masurilor de regim detaliate in tabelul cu conditionari de regim *confidential*, nu se vor retrage suplimentar din exploatare o a doua linie 400kV din statia Cernavoda si niciuna dintre liniile 400kV Isaccea-Tulcea, G. Ialomitei-L. Sarat, Smardan-L. Sarat, Bucuresti S.-G. Ialomitei, Tulcea-Constanta, Bucuresti S.-Pelicanu sau T4 400/110kV G. Ialomitei.

6.2.5 Pe perioada desfasurarii lucrarilor de RTh in statia 400kV Gura Ialomitei nu se vor retrage suplimentar din exploatare o a doua linie 400kV din statia Cernavoda si niciuna dintre liniile 400kV Isaccea-Tulcea, G. Ialomitei-L. Sarat, Smardan-L. Sarat, Bucuresti S.-G. Ialomitei, Tulcea-Constanta, Bucuresti S.-Pelicanu sau T4 400/110kV G. Ialomitei.

6.2.6 In perioada indisponibilitatii T 400/110kV Darste se conecteaza CT 110kV Hoghiz si linia 110kV Tusnad-V. Crisului.

6.2.7 In perioada retragerii din exploatare a unui AT 220/110kV Gheorghieni se conecteaza (in plus fata de 6.2.5) si linia 110kV M. Ciuc-Vlahita.

6.2.8 Datorita lucrarilor de RK si montare SCP din statia Pestis, se functioneaza cu ambele AT 220/110kV Mintia.

6.2.9 Deoarece statia Roman N. 400/110kV este in functiune si statia Suceava 400/220/110kV este considerata a fi pusa in functiune, se va functiona cu un AT 220/110kV in statia Dumbrava, al doilea AT va fi mentinut in rezerva calda.

6.2.10 In perioada retragerii din exploatare a unui AT 220/110kV FAI (RK FAI) este necesara conectarea liniilor 110kV Roman Nord-Razboieni, Vatra-Tg. Frumos, Barlad-Glavanesti.

6.2.11 In perioada retragerii simultane din exploatare a liniilor 220kV Urechesi- Sardanesti si Sardanesti-Craiova N. se conecteaza AT 220/110kV Tg. Jiu.

6.2.12 In perioada retragerii din exploatare a unui AT 220/110kV Baia Mare se conecteaza linia 110kV Baia Mare 3-Baciu si CCA sau CCB 110kV Baia Mare 3 cu functia de cupla transversala.

6.2.13 Pentru respectarea criteriului N-1 (la declansarea T400/110kV Oradea sau a liniei 400kV Rosiori-Oradea) in cazul in care *confidential* se conecteaza linia 110kV Salonta-Chisinau Cris si se functioneaza cu AT 220/110kV Salaj si linia 220kV Tihau-Salaj. Nu este necesara conectarea cuplei Vascau.

6.2.14 In perioada desfasurarii lucrarilor din statia 220kV Isalnita, nu se vor retrage programat din exploatare urmatoarele linii 400kV Slatina-Portile de Fier, Slatina-Tantareni, Slatina-Draganesti-Olt, Tantareni-Urechesi, CLT 400kV Tantareni, linii de 220kV Tr. Magurele-Ghizdaru, Tr. Magurele-Craiova, Slatina-Craiova, Craiova-Isalnita c1, Isalnita-Gradiste si AT 1(2) 400/220kV Slatina.

In caz de retragere accidentala a unui echipament din lista de mai sus : *confidential* .

6.2.15 In perioada retragerii din exploatare a liniei 220kV Baia Mare-Iernut, la retragerea accidentala a liniei 220kV Baia Mare-Tihau sau a AT 400/220kV Rosiori : *confidential*.

6.2.16 In perioada retragerii din exploatare a liniilor 400kV Pelicanu-Cernavoda si Constanta-Cernavoda (in schema cu o unitate CNE) se aplica urmatoarele conditionari de regim :*confidential*

Pe perioada retragerii liniei 400kV Tulcea-Constanta N (in schema cu o unitate CNE) se aplica urmatoarele conditionari de regim:

- se conecteaza liniile 110kV Harsova-Topolog, Gura Ialomitei-Basarabi, Baia-M.Viteazu, Zebil-M.Viteazu si L.Sarat-Ostrov c1 si c2;
- se functioneaza cu T1 si T2 400/110kV Constanta N. pe plotul 7, T1 si T2 400/110 kV Tulcea pe plotul 9, T1 si T2 Medgidia S. pe plotul 10, AT1 si AT2 220/110 kV Lacu Sarat pe plotul 13;
- se functioneaza cu o bobina in statia Cernavoda si fara bobine in statiile Isaccea si Smardan.

6.3 Se vor respecta ploturile recomandate pentru AT, T si trafo bloc din anexele 3.8 si 3.14 si benzile de tensiune din nodurile de control ale RET indicate anexa 3.7 si starea operativa a bobinelor din anexa 3.9.

6.4 Analiza privind respectarea criteriului N-1 in zona Bucuresti conduce la urmatoarele propuneri de masuri:

6.4.1 Pentru eliminarea congestiilor in schema normala in zona de vest dupa montarea Tr5, cel putin in perioada cand in CET Grozavesti si Bucuresti Vest nu functioneaza niciun grup, pe termen scurt se va analiza functionarea buclata a zonelor 110kV Domnesti (bara 1), Ghizdaru, Tr.Magurele si Targoviste simultan cu functionarea radiala a retelei 110kV intre

Domnesti si Grozavesti, cu rezervarea alimentarii consumului prin preluarea pe alte surse ca urmare a actionarii instalatiilor de AAR.

- 6.4.2 Pentru reducerea costului congestiilor in zona de vest a Bucurestiului se va incerca pe cat posibil mentinerea deficitului alimentat prin linia 110kV d.c. Bujoreni-Militari sub cca.130MW, prin descarcarea consumului pe alte zone, daca topologia retelei si valoarea consumului permit aceasta manevra. Aceasta valoare a deficitului este impusa de sectiunea de 300 mm² a liniei respective, careia ii corespunde un curent limita termic de 665A la o temperatura de 30°C.
- 6.4.3 Pentru evitarea congestiilor in zona de vest a Bucurestiului provocate de indisponibilitatea unor elemente din RET se va urmari retragerea programata din exploatare a transformatoarelor 400/110kV din Domnesti, pentru revizii si reparatii, in perioada in care centralele din Bucuresti functioneaza cu productie mare impusa de sarcina termica.
- 6.4.4 Pentru evitarea congestiilor in zona de sud a Bucurestiului, in cazul retragerii din exploatare a unui AT 220/110kV in Bucuresti Sud se va incerca mentinerea deficitului acestei zone 7 **confidential** prin descarcarea consumului pe zonele Domnesti si Fundeni, daca topologia retelei la momentul respectiv si consumul acestor zone o vor permite.
- 6.4.5 Congestiile aparute in zona de vest a Bucurestiului in schema normala dupa montarea Tr5 400/110kV in Domnesti sunt provocate exclusiv de subdimensionarea retelei de 110kV raportata la consumul mare al zonei alimentate, in contextul unei productii reduse de energie in centralele din zona rezultata din functionarea pietei de electricitate.** Pentru eliminarea sau cel putin reducerea volumului acestor congestii, se recomanda adoptarea de catre Electrica a unor masuri pe termen scurt si mediu:
- § pe termen scurt se va incerca pe cat posibil mentinerea deficitului alimentat prin linia 110kV d.c. Bujoreni-Militari sub cca.130MW, prin descarcarea sarcinii pe zona de sud sau pe zona Fundeni, daca topologia retelei si valoarea consumului permit aceasta manevra. Aceasta valoare a deficitului este impusa de sectiunea de 300 mm² a liniei respective, careia ii corespunde un curent limita termic de 665A la o temperatura de 30°C;
- § pe termen mediu se vor cauta solutii in vederea intaririi retelei de distributie dintre Domnesti si Grozavesti, prin cresterea sectiunii conductoarelor, respectiv a numarului de circuite, in functie de posibilitati.
- 6.4.6 Pentru eliminarea congestiilor in Bucuresti se va urmari in planul de perspectiva al Transelectrica realizarea unor puncte noi de injectie din reseaua de transport, corelat cu un plan de dezvoltare a retelei de distributie a municipiului Bucuresti.
- 6.5 Pe baza rezultatelor analizei de regim permanent se propun urmatoarele conditionari de regim pentru vara 2009 (se mentioneaza ca R1 este regimul corespunzator schemei de calcul de baza si balantei cu 2 unitati CNE, iar R2 este regimul corespunzator schemei de calcul cu 1 unitate CNE):

Nr ct	Echipamentul retras	Conditionare de regim
AT 400/220kV		
1	AT3 400/220kV Brazi Vest I10, 41, 42, 43, 44, 84 II 14, 23, 43, 46, 47, 48	<u>R1:</u> - se conecteaza liniile 110kV Chitila-Potlogi, Arcuda-Titu, G. Ocnitei-Pastarnacu, Rm. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugurean si CT 110kV Doftana - se conecteaza AT 220/110kV aflat in rezerva in statia Teleajan. <u>R2:</u> - se conecteaza liniile 110kV Chitila-Potlogi, Arcuda-Titu, Gura Ocnitei-Postarnacu, Rm. Sarat-Costieni si Pogoanele-Jugureanu si CT 110kV Doftana
2	AT3 (AT4) 400/220kV Bucuresti Sud I10, 84 II 14, 109	<u>R1:</u> - se conecteaza liniile 110kV Chitila-Potlogi, Arcuda-Titu, G. Ocnitei-Pastarnacu, Rm. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugurean si CT 110kV Doftana <u>R2:</u> - se conecteaza liniile 110kV Chitila-Potlogi, Arcuda-Titu, Gura Ocnitei-Postarnacu si CT 110kV Doftana.
3	AT1 (AT2) 400/220kV Bradul I 86 II 50	se conecteaza liniile 110kV Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi, G. Ocnitei-Postarnacu si CT 110kV Doftana.
4	AT1 (AT2) 400/220kV Slatina I 49 II 52	<u>R1:</u> <i>confidential</i> <u>R2:</u> <i>confidential</i>
5	AT 400/220kV Urechesi Simultan cu AT 220/110kV Sardanesti II 58	<u>R2:</u> se conecteaza linia 110kV Barbatesti-Carbunesti si se va functiona cu AT 220/110kV Tg. Jiu pe plotul 12
6	AT1,2,3 400/220kV Portile de Fier I 51, 85 II 56, 57, 110	: <i>confidential</i>
7	AT3 400/220kV Arad I 60, 61 II 70	se verifica sa fie in functiune automatizarea BC 100MVAr Arad.
8	AT4 400/220kV Mintia I 65 II 73, 74, 75, 76, 77	se conecteaza CC1 sau CC2 220kV Mintia cu functia de cupla transversala daca sunt cel mult trei grupuri in Mintia in functiune.

9	AT 400/220kV Rosiori I 70 II 84, 86, 87, 88, 89, 90, 91	<u>R1:</u> se verifica sa fie in functiune automatica de tensiune a bobinei din statia Oradea. <u>R2:</u> - linia 110kV Baia Mare 3-Baciu conectata in SN; - CCA sau CCB 110kV Baia Mare 3 cu conectata functia de cupla transversala in SN; - se conecteaza CT110kV Iernut; - se conecteaza linia 110kV Deda-Lechinta; - se recomanda functionarea AT1 si 2 220/110kV Cluj Floresti pe plotul 16, AT 220/110kV Iernut pe plotul 10, AT 220/110kV Tihau pe plotul 20, AT 220/110kV pe plotul 20, AT 220/110kV Baia Mare pe plotul 20, AT 220/110kV Vetis pe plotul 20, T 400/110kV Oradea pe plotul 13; - se deconecteaza bobina in statia 400/220kV Rosiori; - confidential - se conecteaza CT 110kV Vascau.
10	AT 400/220kV Iernut I 70 II 95	<u>R1:</u> se verifica sa fie in functiune automatica de tensiune a bobinei din statia Oradea. <u>R2:</u> se conecteaza liniile 100kV Tauni-Blaj si Orlat-Petresti
T 400/110kV		
1	T 400/110kV Roman II 9	- se verifica sa fie in functiune automatizarea de U a BC 100MVar Suceava.
2	T 400/110kV Suceava II 1, 9, 11	- se deconecteaza L400kV Roman N-Suceava - se conecteaza CT 110kV Stejaru
3	T1 sau T2 400/110kV Smardan I 6, 7	se conecteaza liniile 110kV Liesti 2-Maxineni, Abator-Brailita, Smardan-Brailita, CT 110kV Brailita
4	T1 sau T2 400/110kV Domnesti I 8 II 12	se conecteaza AT 220/110kV aflat in rezerva in statia Ghizdaru (masura se ia in conditiile in care nu s-a dat in exploatare T5 400/110kV Domnesti)
5	T4 400/110kV G. Ialomitei simultan cu L400kV CNE-Pelicanu pentru regimul R1 si simultan cu L400kV CNE-Pelicanu si L400kV Constanta N.-Pelicanu pentru regimul R2 I 11, 14, 15 II 3, 15, 18, 19, 39	<u>R1:</u> - se conecteaza postavarie AT 220/110kV aflat in rezerva in statia Teleajan dupa declansarea AT1 sau AT2 220/110kV Brazi Vest. <u>R2:</u> - se conecteaza linia 110kV Pogoanele-Jugureanu, se functioneaza cu AT 220/110kV Mostistea pe plotul 15, AT1 si AT2 220/110kV Lacu Sarat pe plotul 15, T1 si T2 400/110kV Constanta N. pe plotul 8, T1 si T2 400/110 kV Tulcea pe plotul 7, T1 si T2 Medgidia S. pe plotul 11. - confidential -

6	T1 sau T2 400/110kV Tulcea simuluan cu L400kV CNE-Pelicanu pentru regimul R1 si simultan cu L400kV CNE-Pelicanu si L400kV Constanta N.-Pelicanu pentru regimul R2 I 82 II 29	<u>R1:</u> - se conecteaza liniile 110kV Harsova-Topolog, Baia-M.Viteazu, Zebil-M.Viteazu si L.Sarat-Ostrov c1 si c2 <u>R2:</u> - se conecteaza liniile 110kV Harsova-Topolog, Baia-M.Viteazu, Zebil-M.Viteazu si L.Sarat-Ostrov c1 si c2 - se va functiona cu T1 si T2 400/110kV Constanta N. pe plotul 8
7	T1 sau T2 400/110kV Constanta N. simuluan cu L400kV CNE-Pelicanu pentru regimul R1 si simultan cu L400kV CNE-Pelicanu si L400kV Constanta N.-Pelicanu pentru regimul R2 I 25, 26, 83	se conecteaza liniile 110kV Gura Ialomitei-Basarabi, Harsova-Topolog, Baia-M. Viteazu, Zebil-M. Viteazu, c1,2 ale liniei 110kV Ostrov-L. Sarat
8	T1 sau T2 400/110kV Medgidia Sud simuluan cu L400kV CNE-Pelicanu pentru regimul R1 si simultan cu L400kV CNE-Pelicanu si L400kV Constanta N.-Pelicanu pentru regimul R2 I 26, 30, 32 II 4, 6, 17, 19, 21, 34, 36, 38, 50	<u>R1:</u> se conecteaza liniile 110kV Gura Ialomitei-Basarabi, Harsova-Topolog, Baia-M. Viteazu, Zebil-M. Viteazu, c1,2 ale liniei 110kV Ostrov-L. Sarat si se conecteaza CT 110kV Medgidia S. <u>R2:</u> - se conecteaza liniile 110kV Gura Ialomitei-Basarabi, Harsova-Topolog, Baia-M. Viteazu, Zebil-M. Viteazu, c1,2 ale liniei 110kV Ostrov-L. Sarat si se conecteaza CT 110kV Medgidia S. - se deconecteaza linia 110kV Constanta N.-Nazarcea; - confidential - se recomanda functionarea T 400/110kV Gura Ialomitei pe plotul 13; T1 si T2 400/110kV Tulcea pe plotul 10; - se va verifica sa fie in functiune DAS-U transa I si a II-a pe liniile 110kV Feroaliaje c1 si c2 (U tr.I si tr.II = 90kV).
9	T 400/110kV Draganesti II 61	<u>R2:</u> se conecteaza CT 110kV Dragasani.
10	T 400/110kV Arad I 61, 62, 63 II 71	- se conecteaza liniile 110kV Fantanele-Ortisoara si Sannicolau-Lovrin - se verifica sa fie in functiune automatizarea BC 100MVar Oradea.
11	T4 400/110kV Sibiu I 71, 72 II 98	- acceptarea in analizele semestriale a declansarii L 110kV Fantanele-Corunca prin ASS trebuie reconfirmata la nivelul programarii lunare si zilnice, avandu-se in vedere informatiile despre retragerile din RED sau se anuleaza ASS - se conecteaza linia 110kV Orlat-Petresti.
12	T1sau T2 400/110kV Brasov simultan cu T 400/110kV Darste I 71, 72, 73 II 99	- se conecteaza CT 110kV Valea Larga si Doftana, linia 110kV Gura Ocnitei-Postarnacu si se functioneaza cu AT1 si AT2 220/110kV Brazi V. pe plotul 12

AT 220/110kV		
1	AT1 sau AT2 220/110kV FAI II 8	se aduce in functiune AT 220/110kV FAI aflat in rezerva.
2	AT 220/110kV Suceava II 8, 10	- se conecteaza CT 110kV Stejaru - se verifica sa fie in functiune automatizarea BC 100MVAr Suceava
3	AT 220/110kV Filesti I 7	se conecteaza liniile 110kV Liesti 2-Maxineni, Abator-Brailita, Smardan-Brailita, CT 110kV Brailita
4	AT 220/110kV Tr. Magurele II 28	se conecteaza AT 220/110kV aflat in rezerva in statia Tr. Magurele
5	AT1 sau AT2 220/110kV Bucuresti Sud I 22 II 25	- se conecteaza CT110kV Solex si CLT110kV Progresu, - se deconecteaza liniei 110kV Progresu-Jilava c2 - se conecteaza linia 110kV Domnesti-Jilava in statia Jilava pe bara 2-110kV - confidential
6	AT1 sau AT2 220/110kV Brazi Vest I 12, 13, 14, 15, 36, 37, 38, 39, 40, 45, 46 II 16, 18, 41, 42, 44, 49	- se conecteaza AT 220/110kV Teleajen aflat in rezerva. - se conecteaza CT 110kV Doftana si liniile 110kV Gura Ocnitei-Postarnacu, Rm. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugureanu In statia Brazi Vest AT 220/110kV Brazi Vest ramas in functiune se conecteaza pe o bara 110kV, iar linia 220kV Brazi Vest-Teleajen se conecteaza pe cealalta bara 110kV.
7	AT 220/110kV Stalpu I 38, 42, 45 II 41, 44, 46	- se conecteaza AT 220/110kV aflat in rezerva in statia Teleajan. - se conecteaza CT 110kV Doftana, liniile 110kV Gura Ocnitei-Postarnacu, Rm. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugureanu.
8	AT 220/110kV Urechesi I 54	<u>R1</u> : se conecteaza AT 220/110kV Tg. Jiu Nord
9	AT 220/110kV Sardanesti I 54	<u>R1</u> : se conecteaza AT 220/110kV Tg. Jiu Nord
10	AT2(3) 220/110kV Targoviste I 81 II 108	se conecteaza liniile 110kV Chitila-Potlogi, Arcuda-Titu, G. Ocnitei-Postarnacu si CT 110kV Doftana
11	AT 220/110kV Cetate I 53 II 69	Calafat 110kV: - se deconecteaza CT 110kV; - L110kV Cetate-Calafat si AT200MVA in functiune pe bara B 110kV. Celelalte echipamente, inclusiv tot consumul, pe bara A 110kV; Cetate 110kV: - se trece linia 110kV Basarabi-Cetate c1 pe bara 2 Cetate - se trece consumul din B1 110kV pe bara 2 110kV Cetate; Basarabi 110kV: - se conecteaza CT 110kV; Ostrovu Mare110kV: - se trec TH 3 si 4 din CHE PdF II (blocul 2) din bara 1 in bara 2A 110kV Ostrovu Mare (pe bara 2B raman 4 grupuri(TH5,6,7,8).

12	AT 220/110kV Calafat I 53 II 69	-se conecteaza CT 110kV Basarabi -se trec liniile 110kV Basarabi-Cetate c1 si Calafat-Cetate din bara 1 in bara 2 110kV Cetate -Consumul din bara 1 110kV Cetate se trece in bara 2 110kV Cetate
13	AT1 220/110kV Tr. Severin I 52 II 63	- se conecteaza linia 110kV Tr. Severin – Toplet, c1 in T. Severin si CT 110kV Toplet, pentru functionarea buclata cu zona 110kV Resita.
14	AT2 220/110kV Tr. Severin I 52 II 63	- se conecteaza linia 110kV Tr. Severin – Toplet, c1 in T. Severin si cupla Toplet, pentru functionarea buclata cu zona 110kV Resita - se trece AT1 200MVA T. Severin la B2 110kV
15	AT1 220/110kV Arad I 60, 62 II 71	- se conecteaza liniile 110kV Fantanele-Ortisoara si Sanicolau-Lovrin - se verifica sa fie in functiune automatizarea BC 100MVA Oradea.
16	AT1 (AT2) 220/110kV Resita I 58, 66 II 68, 78	se conecteaza AT2 (AT1) 220/110kV aflat in rezerva in st. Resita
17	AT1 220/110kV Iaz I 58, 66 II 68	- in st. Resita in functiune AT1 si AT2 200MVA
18	AT2 220/110kV Iaz	- in st. Resita in functiune AT1 si AT2 200MVA - in st. Iaz in functiune AT1 pe B1B-110kV.
19	AT1 sau AT2 220/110kV Mintia I 79 II 106	se conecteaza CT 110kV Vascau si linia 110kV Varadia-C. Surduc
20	AT 220/110kV Paroseni I 67 II 80	se conecteaza CLT 110kV Baru Mare intre B2A-110kV si B(1+2B)-110kV si liniile 110kV Baru Mare-Otelu Rosu si Otelu-Rosu-Retezat
21	AT 220/110kV Baru Mare I 67 II 80	- se conecteaza liniile 110kV Baru Mare-Otelu Rosu si Otelu-Rosu-Retezat - se conecteaza CLT 110kV Baru Mare intre B2A-110kV si B(1+2B)-110kV. Pentru a face fata oricarui regim nespecificat in cadrul acestui studiu se va conecta suplimentar linia 110kV Hateg pe bara B1-110kV Baru Mare in vederea reducerii circulatiei pe CLT 110kV Baru Mare.
22	AT1sau AT2 220/110kV Hasdat I 78 II 105	- se conecteaza liniile 110kV Baru Mare-Otelu Rosu si Otelu-Rosu-Retezat - se conecteaza CLT 110kV Baru Mare intre B2A-110kV si B(1+2B)-110kV. Pentru a face fata oricarui regim nespecificat in cadrul acestui studiu se va conecta suplimentar linia 110kV Hateg pe bara B1-110kV Baru Mare in vederea reducerii circulatiei pe CLT 110kV Baru Mare.
23	AT1(2) 2 220/110kV Timisoara I 68, 80 II 83, 107	se conecteaza liniile 110kV Fantanele-Ortisoara si Sannicolu Mare-Lovrin
24	AT 220/110kV Sacalaz I 68 II 83	se conecteaza liniile 110kV Fantanele-Ortisoara si Sannicolu Mare-Lovrin
25	AT1 sau AT2 220/110kV A.Iulia I 77 II 104	se conecteaza liniile 110kV IMA-C.Turzii, Aiud-C.Turzii, Blaj-Tauni

26	AT1(2) 220/110kV Cluj Fl. I 76 II 102	se conecteaza liniile 110kV IMA-C.Turzii, Aiud-C.Turzii si Tauni-Blaj
27	AT 220/110kV Vetis I 70 II 100	<u>R1:</u> se verifica sa fie in functiune automatica de tensiune a bobinei din statia Oradea. <u>R2:</u> - linia 110kV Baia Mare 3-Baciu conectata in SN; - CCA sau CCB 110kV Baia Mare 3 se conecteaza cu functia de cupla transversala in SN; - se conecteaza CT 110kV Iernut; - se conecteaza linia 110kV Deda-Lechinta; - se recomanda functionarea AT1 si 2 220/110kV Cluj Floresti pe plotul 16, AT 220/110kV Iernut pe plotul 8, AT 220/110kV Tihau pe plotul 14, AT 220/110kV Salaj pe plotul 16; - se deconecteaza bobina in statia 400/220kV Rosiori.
28	AT2 sau AT1 220/110kV Baia Mare I 70 II 93, 100	<u>R1:</u> se verifica sa fie in functiune automatica de tensiune a bobinei din statia Oradea. <u>R2:</u> - linia 110kV Baia Mare 3-Baciu conectata in SN; - CCA sau CCB 110kV Baia Mare 3 se conecteaza cu functia de cupla transversala in SN; - se conecteaza CT 110kV Iernut; - se conecteaza linia 110kV Deda-Lechinta; - se recomanda functionarea AT1 si 2 220/110kV Cluj Floresti pe plotul 16, AT 220/110kV Iernut pe plotul 8, AT 220/110kV Tihau pe plotul 14, AT 220/110kV Salaj pe plotul 16; - se deconecteaza bobina in statia 400/220kV Rosiori.
29	AT 220/110kV Tihau II 92	<u>R2:</u> se conecteaza linia 220kV Tihau-Salaj si AT 220/110kV aflat in rezerva in statia Salaj
30	AT 220/110kV Iernut II 103	<u>R2:</u> se conecteaza liniile 110kV Tauni-Blaj si Orlat-Petresti
31	AT 220/110kV Salaj I 70	<u>R1:</u> se verifica sa fie in functiune automatica de tensiune a bobinei din statia Oradea.
32	AT 1 (2) 220/110kV Fundeni	Se conecteaza liniile 110kV Fundeni A-D.Tancabesti, Afumati-Tancabesti si Fundeni B-Solex (sau CT Solex)

Nr crt	Echipamentul retras	Conditionare de regim
LINII 400kV		
1	L 400kV Gutinas-Bacau I.89	se va functiona cu T 400/110kV Roman N. pe plotul 10
2	L 400kV Smardan-Lacu Sarat I.1	<u>R1</u> -se conecteaza liniile 110kV Harsova-Topolog, Baia-M. Viteazu, Zebil-M. Viteazu, c1,2 ale liniei 110kV Ostrov-L. Sarat si se deconecteaza linia 110kV Basarabi-Lumina (sau in loc de ultima masura se poate conecta linia 110kV Basarabi-G. Ialomitei).
3	L 400kV Roman N.-Suceava I.90,91 II.7,10	se aduce in rezerva T 400/110kV Suceava si se conecteaza CT 110kV Stejaru
4	L 400kV Roman N.-Bacau S. I.92 II.11	se conecteaza CT 110kV Stejaru.
5	L 400kV L. Sarat-G. Ialomitei I.2, 3,4 II.2,3,4,5,6,39 (simultan cu L 400kV Cernavoda-Pelicanu in R1 si simultan cu L 400kV Cernavoda-Pelicanu si L 400kV Constanta -Cernavoda in R2)	<u>R1</u> ; -conectarea liniilor 110kV Gura Ialomitei-Basarabi, Harsova-Topolog, Baia-M. Viteazu, Zebil-M. Viteazu, c1,2 ale liniei 110kV Ostrov-L. Sarat. Se functioneaza cu o bobina Cernavoda si fara bobine in Isaccea - confidential -la declansarea liniei 400kV Buc. Sud-G. Ialomitei, postavarie se deconecteaza CT 110kV G. Ialomitei (pentru reducerea incarcarii T4 400/110kV G. Ialomitei). <u>R2</u> : -se conecteaza liniile 110kV Harsova-Topolog, Gura Ialomitei-Basarabi, Baia-M.Viteazu, Zebil-M.Viteazu si L.Sarat-Ostrov c1 si c2; - confidential - -la declansarea liniei 400kV Medgidia S.-Cernavoda, in plus fata de masurile de mai sus, postavarie se deconecteaza CT 110kV G. Ialomitei si se trece linia 110kV Basarbi-Gura Ialomitei pe B2 110kV Gura Ialomitei (pentru reducerea incarcarii T4 400/110kV G. Ialomitei).
6	L 400kV Constanta-Cernavoda I.1,3,5,17,18,29,30,31, 32 (simultan cu L 400kV Cernavoda-Pelicanu in R1 si simultan cu L 400kV Cernavoda-Pelicanu si L 400kV Constanta -Cernavoda in R2)	-conectarea liniilor 110kV Gura Ialomitei-Basarabi, Harsova-Topolog, Baia-M. Viteazu, Zebil-M. Viteazu, c1,2 ale liniei 110kV Ostrov-L. Sarat. Se functioneaza cu o bobina Cernavoda si fara bobine in Isaccea - confidential

7	L 400kV Isaccea-Tulcea I.34 II.36,37,38,39 (simultan cu L 400kV Cernavoda-Pelicanu in R1 si simultan cu L 400kV Cernavoda-Pelicanu si L 400kV Constanta -Cernavoda in R2)	<u>R1:</u> se conecteaza liniile 110kV Gura Ialomitei-Basarabi, Harsova-Topolog, Baia-M. Viteazu, Zebil-M. Viteazu, c1,2 ale liniei 110kV Ostrov-L. Sarat. Se functioneaza cu o bobina Cernavoda si fara bobine in Isaccea. <u>R2:</u> -se recomanda functionarea T 400/110kV Gura Ialomitei pe plotul 13; T1 si T2 400/110kV Tulcea pe plotul 10; -se conecteaza linia 110kV Basarabi-Lumina -se deconecteaza linia 110kV Constanta N.-Nazarcea; -se verifica sa fie in functiune DAS-U transa I si a II-a pe liniile 110kV Feroaliaje1 c1 si c2 ($U_{treapta1 \text{ si } 2}=90\text{kV}$); - confidential
8	L 400kV Constanta-Tulcea I.4, 19, 28, 34 II.34,35 (simultan cu L 400kV Cernavoda-Pelicanu in R1 si simultan cu L 400kV Cernavoda-Pelicanu si L 400kV Constanta -Cernavoda in R2)	<u>R1:</u> -se conecteaza liniile 110kV G. Ialomitei-Basarab, Harsova-Topolog, Baia-M. Viteazu, Zebil-M. Viteazu, c1,2 ale liniei 110kV Ostrov-L. Sarat. Se functioneaza cu o bobina in Cernavoda si fara bobine in Isaccea. <u>R2:</u> - confidential -se va verifica sa fie in functiune DAS-U transa I si a II-a pe liniile 110kV Feroaliaje1 c1 si c2 ($U_{treapta1 \text{ si } 2}=90\text{kV}$) -functionarea T4 400/110kV Gura Ialomitei pe plotul 13; T1 si T2 400/110kV Tulcea pe plotul 10;
9	L 400kV Medgidia S.-Cernavoda I.25,27,31 II.5, 31,35,37 (simultan cu L 400kV Cernavoda-Pelicanu in R1 si simultan cu L 400kV Cernavoda-Pelicanu si L 400kV Constanta -Cernavoda in R2)	<u>R1:</u> se conecteaza liniile 110kV Gura Ialomitei-Basarabi, Harsova-Topolog, Baia-M. Viteazu, Zebil-M. Viteazu, c1,2 ale liniei 110kV Ostrov-L. Sarat. <u>R2:</u> • confidential • se va functiona cu T1 400/110kV Constanta N. pe plotul 9, T 400/110kV Gura Ialomitei pe plotul 13; T1 si T2 400/110kV Tulcea pe plotul 10; se va verifica sa fie in functiune DAS-U transa I si a II-a pe liniile 110kV Feroaliaje1 c1 si c2 ($U_{treapta1 \text{ si } 2}=90\text{kV}$)
10	L 400kV G. Ialomitei-Cernavoda, c1 I.18,19 (simultan cu L 400kV Cernavoda-Pelicanu in R1 si simultan cu L 400kV Cernavoda-Pelicanu si L 400kV Constanta -Cernavoda in R2)	<u>R1:</u> -se conecteaza liniile 110kV Basarabi-G. Ialomitei, Harsova-Topolog, Baia-M. Viteazu, Zebil-M. Viteazu, c1,2 ale liniei 110kV Ostrov-L. Sarat. Se functioneaza fara bobine in Cernavoda si Isaccea si confidential <u>R2:</u> Nu se va retrage programat

11	L 400kV G. Ialomitei-Cernavoda, c2 I.16,17 II.20,21 (simultan cu L 400kV Cernavoda-Pelicanu in R1 si simultan cu L 400kV Cernavoda-Pelicanu si L 400kV Constanta -Cernavoda in R2)	<u>R1:</u> se conecteaza liniile 110kV Harsova-Topolog, Baia-M. Viteazu, Zebil-M. Viteazu, c1,2 ale liniei 110kV Ostrov-L. Sarat. Se functioneaza fara bobine in Cernavoda si Isaccea, confidential <u>R2:</u> Nu se va retrage programat
12	L 400kV G. Ialomitei-Buc. Sud I.2 II.2	<u>R1:</u> -se conecteaza liniile 110kV Gura Ialomitei-Basarabi, Harsova-Topolog, Baia-M. Viteazu, Zebil-M. Viteazu, c1,2 ale liniei 110kV Ostrov-L. Sarat. Postavarie, la declansarea liniei 400kV Constanta-Cernavoda, se va deconecta CT 110kV Gura Ialomitei <u>R2:</u> -se conecteaza linia 110 kV Pogoanele-Jugureanu si se functioneaza cu T1 si T2 400/110kV Constanta N. pe plotul 12, T1 si T2 400/110 kV Tulcea pe plotul 10, T1 si T2 Medgidia S. pe plotul 7, AT1 si AT2 220/110kV Lacu Sarat pe plotul 15
13	L 400kV Pelicanu-Buc. Sud I.11,12,13 II.15,16,17,39 (simultan cu L 400kV Cernavoda-Pelicanu in R1 si simultan cu L 400kV Cernavoda-Pelicanu si L 400kV Constanta -Cernavoda in R2)	<u>R1:</u> - se deconecteaza T2 400/110kV Pelicanu. Consumatorii racordati prin linia 110kV Pelicanu-CSC1 (cuptoare), raman fara alimentare. Consumatorii racordati prin linia 110kV Pelicanu-CSC2 pot fi alimentati din B2 110kV Pelicanu, daca Donasid incheie contract de distributie cu ENEL; - postavarie (la declansarea AT1 sau 2 Brazi V.) se conecteaza AT 220/110kV aflat in rezerva in statia Teleajan. <u>R2:</u> -se conecteaza linia 110kV Pogoanele-Jugureanu, se functioneaza cu AT 220/110kV Mostistea pe plotul 15, AT1 si AT2 220/110kV Lacu Sarat pe plotul 15, T1 si T2 400/110kV Constanta N. pe plotul 8, T1 si T2 400/110 kV Tulcea pe plotul 7, T1 si T2 Medgidia S. pe plotul 11. -postavarie (la declansarea AT1 sau 2 Brazi V.) se conecteaza AT 220/110kV aflat in rezerva in statia Teleajan
14	L 400kV Darste-Brazi II.65	<u>R2</u> -se conecteaza CT 110kV Doftana si liniile 110kV Chitila-Potlogi, Arcuda-Titu, Gura Ocnitei-Postarnacu.
15	L 400kV Slatina-Portile de Fier II.62 (simultan cu liniile 220kV Urechesi-Sardanesti si Sardanesti-Craiova N. in R2)	<u>R2:</u> - confidential si se conecteaza liniile 110kV Bals - CraiovaN dublu circ., Bals – Craiova Est, CaracalV – CFR Jianca, Bechet - Horezu Poienari

16	L 400kV Slatina-Tantareni I.48 II.51 (simultan cu liniile 220kV Urechesi- Sardanesti si Sardanesti-Craiova N. in R2)	<u>R1:</u> - confidential si se conecteaza liniile 110kV Bals - CraiovaN dublu circ., Bals – Craiova Est, CaracalV – CFR Jianca, Bechet - Horezu Poienari <u>R2:</u> confidential si se conecteaza liniile 110kV Bals - CraiovaN dublu circ., Bals – Craiova Est, CaracalV – CFR Jianca, Bechet - Horezu Poienari
17	L 400kV Slatina-Drăganesti Olt II.53 (simultan cu liniile 220kV Urechesi- Sardanesti si Sardanesti-Craiova N. in R2)	confidential
18	L 400kV Tanătareni-Urechesi II.54	- confidential si se conecteaza liniile 110kV Bals - CraiovaN dublu circ., Bals – Craiova Est, CaracalV – CFR Jianca, Bechet - Horezu Poienari
19	CLT 400kV Tantareni I.50	<u>R1:</u> - confidential si se conecteaza liniile 110kV Bals - CraiovaN dublu circ., Bals – Craiova Est, CaracalV – CFR Jianca, Bechet - Horezu Poienari
20	L 400kV Tantareni-Bradul I.59	<u>R1:</u> se conecteaza liniile 110kV Chitila-Potlogi, Arcuda-Titu
21	L 400kV Brasov-Bradul I.59	<u>R1:</u> se conecteaza liniile 110kV Chitila-Potlogi, Arcuda-Titu
22	L 400kV Sibiu-Brasov II.76	<u>R2:</u> Postavarie (la declansarea AT4 400/220kV Mintia) se va conecta automat bobina din Mintia
23	L 400kV Rosiori-Mukacevo I.69 II.85,93 (simultan cu linia 220kV Baia Mare-Iernut in R2)	<u>R1:</u> -se verifica sa fie in functiune automata de tensiune a bobinei din statia Rosiori. <u>R2:</u> -se conecteaza linia 110kV Baia Mare 3-Baciu, CCA sau CCB 110kV Baia Mare 3 cu functia de cupla transversala (sunt conectate conform propunerii de schema normala) -se conecteaza liniile 110kV Deda-Lechinta, IMA-Campia Turzii, Aiud-Campia Turzii si Tauni-Blaj; -se recomanda functionarea T 400/110kV Oradea pe plotul 7 si AT 400/220kV Rosiori pe plotul 13 -se verifica sa fie in functiune automata de tensiune a bobinei din statia Rosiori.

24	L 400kV (lunga) Rosiori-Iernut I.69 II.85 (simultan cu linia 220kV Baia Mare-Iernut in R2)	<u>R1:</u> -se verifica sa fie in functiune automatica de tensiune a bobinei din statia Rosiori <u>R2:</u> -se conecteaza liniia 110kV Baia Mare 3-Baciu, CCA sau CCB 110kV Baia Mare 3 cu functia de cupla transversala (sunt conectate conform propunerii de schema normala) -se conecteaza liniile 110kV Deda-Lechinta, IMA-Campia Turzii, Aiud-Campia Turzii si Tauni-Blaj; -se recomanda functionarea T 400/110kV Oradea pe plotul 7 si AT 400/220kV Rosiori pe plotul 13 -se verifica sa fie in functiune automatica de tensiune a bobinei din statia Rosiori.
25	L 400kV Oradea-Rosiori I.70	<u>R1:</u> se verifica sa fie in functiune automatica de tensiune a bobinei din statia Oradea

LINII 220kV

1	L 220kV Tn. Magurele-Ghizdaru I 23	<u>R1:</u> - confidential si se conecteaza liniile 110kV Bals - CraiovaN dublu circ., Bals – Craiova Est, CaracalV – CFR Jianca, Bechet - Horezu Poienari
2	L 220kV Buc. S-Fundeni, c1 I 20 II 22, 23	<u>R1:</u> se conecteaza liniile 110kV Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi, G. Ocnitei-Pastarnacu, CT Doftana <u>R2:</u> se conecteaza CT 110kV Doftana si liniile 110kV Chitila-Potlogi, Arcuda-Titu si Gura Ocnitei-Postarnacu, Rm. Sarat-Costieni si Pogoanele-Jugureanu
3	L 220kV BucS-Fundeni, c2 I 20, 21 II 22, 23, 24	<u>R1:</u> se conecteaza liniile 110kV Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi, G. Ocnitei-Pastarnacu, CT Doftana <u>R2:</u> se conecteaza CT 110kV Doftana si liniile 110kV Chitila-Potlogi, Arcuda-Titu si Gura Ocnitei-Postarnacu, Rm. Sarat-Costieni si Pogoanele-Jugureanu
4	L 220kV Targoviste-Brazi V, c1 I 33 II 33	se ia acord de la consumatorul COS Targoviste si de la CTE Doicesti.
5	L 220kV Targoviste-Brazi V, c2 II 32	<u>R2:</u> se conecteaza CT 110kV Doftana si liniile 110kV Chitila-Potlogi, Arcuda-Titu, Gura Ocnitei-Postarnacu
6	L 220kV Bradu-Targoviste, c1 I 33, 44, 56 II 33, 45, 48, 64	- se ia acord de la consumatorul COS Targoviste si de la CTE Doicesti. <u>R1</u> (suplimentar): se conecteaza liniile 110kV Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi. <u>R2</u> (suplimentar): - se conecteaza liniile 110V Chitila-Potlogi, Arcuda-Titu, Pogoanele-Jugureanu, Gura Ocnitei-Postarnacu si Rm. Sarat-Costieni

7	L 220kV Brad-Targoviste, c2 I 35, 43, 56 II 32, 40, 45, 47, 64, 65	<u>R1:</u> se conecteaza liniile 110kV Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi. <u>R2:</u> se conecteaza CT 110kV Doftana si liniile 110kV Chitila-Potlogi, Arcuda-Titu, Gura Ocnitei-Postarnacu, Pogoanele-Jugureanu si Rm. Sarat-Costieni
8	CT 220kV Brazi Vest I 21, 35 II 40, 45	<u>R1:</u> se conecteaza liniile 110kV Arcuda-Titu, Chitila-Potlogi. <u>R2:</u> se conecteaza CT 110kV Doftana si liniile 110kV Chitila-Potlogi, Arcuda-Titu, Gura Ocnitei-Postarnacu, Pogoanele-Jugureanu si Rm. Sarat-Costieni
9	L 220kV Brazi V.-Teleajen I 36, 40, 41 II 41, 43, 44, 45	<u>R1:</u> - se conecteaza liniile 110kV G. Ocnitei-Pastarnacu, Pogoanele-Jugureanu si CT Doftana. - se aduce in functiune AT 220/11kV aflat in rezerva in Teleajen - se va functiona cu plotul 11 pentru AT1 si 2 220/110kV Brazi <u>R2:</u> se conecteaza: - CT 110kV Doftana, liniile 110kV Gura Ocnitei-Postarnacu, Rm. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugureanu si - se aduce in functiune AT 220/11kV aflat in rezerva in Teleajen
10	L 220kV Stalpu-Teleajen I 39, 42, 46 II 41, 44, 46	<u>R1:</u> se conecteaza: - CT 110kV Doftana, liniile 110kV Gura Ocnitei-Postarnacu, Pogoanele-Jugureanu si - AT 220/110kV aflat in rezerva in statia Teleajen <u>R2:</u> se conecteaza: - CT 110kV Doftana, liniile 110kV Gura Ocnitei-Postarnacu, Rm. Sarat-Costieni, Pogoanele-Jugureanu si - AT 220/110kV aflat in rezerva in statia Teleajen
11	L 220kV Tr. Magurele-Craiova I 24 II 26, 27 Suplimentar retrase L220kV Sardanesti-Urechesti si Sardanesti-Craiova N in regimul R2 (1CNE)	<u>R1:</u> - confidential si se conecteaza liniile 110kV Bals - CraiovaN dublu circ., Bals – Craiova Est, CaracalV – CFR Jianca, Bechet - Horezu Poienari <u>R2:</u> - confidential
12	L 220kV Slatina-Craiova I 23, 24, 48, 49, 50 II 26, 28, 51, 52, 53, 54, 55, 59, 60, 61, 62 Suplimentar retrase L220kV Sardanesti-Urechesti si Sardanesti-Craiova N in regimul R2 (1CNE)	<u>R1:</u> confidential si se conecteaza liniile 110kV Bals - CraiovaN dublu circ., Bals – Craiova Est, CaracalV – CFR Jianca, Bechet - Horezu Poienari <u>R2:</u> - confidential
13	L 220kV Slatina-Gradiste II 59 Suplimentar retrase L220kV Sardanesti-Urechesti si Sardanesti-Craiova N in regimul R2 (1CNE)	<u>R2:</u> se conecteaza liniile 110kV Caracal-Jianca, Bechet-Horezu Poienari, Bals-Craiova Est, c1 si c2 Bals-Craiova Nord
14	L 220kV Craiova-Isalnita, c1 I 57 II 66	<u>R1:</u> confidential <u>R2:</u> confidential

	Suplimentar retrase L220kV Sardanesti-Urechesti si Sardanesti-Craiova N in regimul R2 (1CNE)	
15	CT 220kV Craiova II 67 Suplimentar retrase L220kV Sardanesti-Urechesti si Sardanesti-Craiova N in regimul R2 (1CNE)	<u>R2:</u> se conecteaza liniile 110kV Caracal-Jianca, Bechet-Horezu Poenari, Bals-Craiova Est, Bals-Craiova Nord c1 si c2
16	L 220kV Isalnita-Gradiste I 57 II 27, 60, 66, 67	<u>R1:</u> <i>confidential</i> <u>R2:</u> - se conecteaza liniile 110kV Caracal-Jianca, Bechet-Horezu Poenari, Bals-Craiova Est, Bals-Craiova Nord c1 si c2 si - <i>confidential</i>
17	L220kV Portile de Fier-Cetate I 53 II 69	<u>Calafat 110kV:</u> - Se deconecteaza CT 110kV; - L110kV Cetate-Calafat si AT200MVA in functiune pe bara B 110kV. Celelalte echipamente, inclusiv tot consumul, pe bara A 110kV; <u>Cetate 110kV:</u> - Se trece linia 110kV Basarabi-Cetate c1 pe bara 2 Cetate - Se trece consumul din B1 110kV pe bara 2 110kV Cetate; <u>Basarabi 110kV:</u> - Se conecteaza CT 110kV; <u>Ostrovu Mare110kV:</u> - Se trec TH 3 si 4 din CHE PdF II (blocul 2) din bara 1 in bara 2A 110kV Ostrovu Mare (pe bara 2B raman 4 grupuri(TH5,6,7,8).
18	L 220kV Portile de Fier-Calafat I 53 II 69	-Se conecteaza CT 110kV Basarabi -Se trec liniile 110kV Basarabi-Cetate c1 si Calafat-Cetate din bara 1 in bara 2 110kV Cetate -Consumul din bara 1 110kV Cetate se trece in bara 2 110kV Cetate.
19	L 220kV Portile de Fier-Tr.Severin c1 I 52 II 63	se conecteaza CT 110kV Toplet si L 110kV Tr. Severin-Toplet c1 in st. Tr.Severin
20	L 220kV Portile de Fier-Tr.Severin, c2 I 52 II 63	-se conecteaza CT 110kV Toplet si L 110kV Tr. Severin-Toplet c1 in st. Tr.Severin -se trece AT1 200MVA Tr Severin la B2 110kV
21	L 220kV Urechesti-Tg. Jiu N I 55	<u>R1:</u> -se conecteaza CLT 110kV Baru Mare si liniile 110kV Baru Mare-Otelu Rosu si Otelu-Rosu-Retezat.

22	L 220kV Paroseni-Tg. Jiu I 67 II 58, 73, 79, 80 Suplimentar retrase L220kV Sardanesti-Urechesi, Sardanesti-Craiova N si AT 3 400MVA Mintia in regimul R2 (1CNE)	<u>R1</u> : -se conecteaza CLT 110kV Baru Mare si liniile 110kV Baru Mare-Otelu Rosu si Otelu-Rosu-Retezat. <u>R2</u> : - se conecteaza linia 110kV Barbatesti-Carbunesti si se va functiona cu AT 220/110kV Tg. Jiu pe plotul 12. - se conecteaza CLT 110kV Baru Mare si liniile 110kV Baru Mare-Otelu Rosu si Otelu-Rosu-Retezat
23	L 220kV Baru Mare - Hasdat I 55, 67 II 80 Suplimentar retrase L220kV Sardanesti-Urechesi, Sardanesti-Craiova N si AT 3 400MVA Mintia in regimul R2 (1CNE)	- se conecteaza CLT 110kV Baru Mare si liniile 110kV Baru Mare-Otelu Rosu si Otelu-Rosu-Retezat
24	L 220kV Hasdat-Mintia c1 II 77 Suplimentar retrase L220kV Sardanesti-Urechesi, Sardanesti-Craiova N si AT 3 400MVA Mintia in regimul R2 (1CNE)	<u>R2</u> : se conecteaza CC1 sau CC2 220kV Mintia cu functia de cupla transversala
25	L 220kV Timisoara – Mintia II 79, 81, 82 Suplimentar retrase L220kV Sardanesti-Urechesi, Sardanesti-Craiova N si AT 3 400MVA Mintia in regimul R2 (1CNE)	<u>R2</u> : se conecteaza linia 110kV Varadia-C. Surduc si CT 110kV Vascau
26	L 220kV Arad-Timisoara I 64 II 72	<u>R1</u> : se verifica ca este in functiune automatizarea BC 100MVR Arad <u>R2</u> : Postavarie se va conecta automat bobina din Mintia.
27	L 220kV Arad - C. Aradului sau C. Aradului - Sacalaz I 64 II 72	<u>R1</u> : se verifica ca este in functiune automatizarea BC 100MVR Arad <u>R2</u> : Postavarie se va conecta automat bobina din Mintia.
28	L 220kV Resita-laz c1 sau c2 I 58, 66 II 78	-In Resita in functiune AT 1 si AT 2 200MVA .
29	L 220kV Resita-laz c2 I 58, 66 II 78	- In Resita in functiune AT 1 si AT 2 200MVA - In laz in functiune AT pe B1 B 110kV
30	L 220kV Alballuia-Cluj Floresti I 75 II 79, 81, 97, 101 Suplimentar retras AT 3 400MVA Mintia in regimul R2 (1CNE)	<u>R1</u> : -se conecteaza liniile 110kV IMA-C.Turzii, Aiud-C.Turzii si Blaj-Tauni <u>R2</u> : - se conecteaza linia 110kV Varadia-C. Surduc si CT 110kV Vascau - se conecteaza liniile 110kV IMA-C.Turzii, Aiud-C.Turzii si Tauni-Blaj

31	L 220kV Alba Iulia-Mintia I 75 II 79, 82, 91, 101 Suplimentar retras AT 3 400MVA Mintia in regimul R2 (1CNE)	<u>R1:</u> - se conecteaza liniile 110kV IMA-C.Turzii, Aiud-C.Turzii si Blaj-Tauni <u>R2:</u> - se conecteaza linia 110kV Varadia-C. Surduc si CT 110kV Vascau -se functioneaza cu AT2 220/110kV Baia Mare pe plotul 13, AT 220/110 kV Tihau pe plotul 10 - se conecteaza liniile 110kV IMA-C.Turzii, Aiud-C.Turzii si Tauni-Blaj
32	L 220kV C. Turzii-Cluj Floresti I 70 II 84 Suplimentar retrasa L220kV Baia Mare 3-Iernut in regimul R2 (1 CNE)	<u>R1:</u> - se verifica ca este in functiune automatica de tensiune a bobinei din statia Oradea <u>R2:</u> - L110kV Baia Mare 3-Baciu si CCA sau CCB 110kV Baia Mare 3 cu functia de cupla transversala conectate in SN; - Se conecteaza L110kV Deda-Lechinta
33	L 220kV C. Turzii-Iernut I 70 II 84 Suplimentar retrasa L220kV Baia Mare 3-Iernut in regimul R2 (1 CNE)	<u>R1:</u> - se verifica ca este in functiune automatica de tensiune a bobinei din statia Oradea <u>R2:</u> - L110kV Baia Mare 3-Baciu si CCA sau CCB 110kV Baia Mare 3 cu functia de cupla transversala conectate in SN; - Se conecteaza L110kV Deda-Lechinta
34	L 220kV Baia Mare-Iernut I 70	<u>R1:</u> se verifica ca este in functiune automatica de tensiune a bobinei din statia Oradea
35	L 220kV Rosiori-Vetis I 70, 74 II 87, 100 Suplimentar retrasa L220kV Baia Mare 3-Iernut in regimul R2 (1 CNE)	<u>R1:</u> -se verifica ca este in functiune automatica de tensiune a bobinelor din statiile Oradea si Rosiori - L110kV Baia Mare 3-Baciu si CCA sau CCB 110kV Baia Mare 3 cu functia de cupla transversala conectate in SN; - se recomanda functionarea T 400/110kV Oradea pe plotul 13 <u>R2:</u> - se verifica ca este in functiune automatica de tensiune a bobinei din statia Rosiori - L110kV Baia Mare 3-Baciu si CCA sau CCB 110kV Baia Mare 3 cu functia de cupla transversala conectate in SN; - se conecteaza L110kV Deda-Lechinta - se conecteaza CT 110kV Iernut; - se recomanda functionarea AT1 si 2 220/110kV Cluj Floresti pe plotul 16, AT 220/110kV Iernut pe plotul 8, AT 220/110kV Tihau pe plotul 14, AT 220/110kV Salaj pe plotul 16; - se deconecteaza bobina in statia 400/220kV Rosiori.

36	L 220kV B. Mare-Tihau I 70 II 88 Suplimentar retrasa L220kV Baia Mare 3-Iernut in regimul R2 (1 CNE)	<u>R1:</u> - se verifica ca este in functiune automatica de tensiune a bobinei din statia Oradea <u>R2:</u> - se verifica ca este in functiune automatica de tensiune a bobinei din statia Rosiori - L110kV Baia Mare 3-Baciu si CCA sau CCB 110kV Baia Mare 3 cu functia de cupla transversala conectate in SN; - se conecteaza L110kV Deda-Lechinta - se conecteaza CT110kV Iernut; - se recomanda functionarea AT1 si 2 220/110kV Cluj Floresti pe plotul 16, AT 220/110kV Iernut pe plotul 10, AT 220/110kV Tihau pe plotul 20, AT 220/110kV pe plotul 20, AT 220/110kV Baia Mare pe plotul 20, AT 220/110kV Vetis pe plotul 20, T 400/110kV Oradea pe plotul 13; - confidential
37	L 220kV Cluj Floresti - Tihau I 70 II 90 Suplimentar retrasa L220kV Baia Mare 3-Iernut in regimul R2 (1 CNE)	<u>R1:</u> -se verifica ca este in functiune automatica de tensiune a bobinei din statia Oradea <u>R2:</u> - L110kV Baia Mare 3-Baciu si CCA sau CCB 110kV Baia Mare 3 cu functia de cupla transversala conectate in SN; - se conecteaza L110kV Deda-Lechinta - se conecteaza CT110kV Iernut; - se recomanda functionarea AT1 si 2 220/110kV Cluj Floresti pe plotul 19, AT 220/110kV Iernut pe plotul 10, AT 220/110kV Tihau pe plotul 20, AT 220/110kV pe plotul 20, AT 220/110kV Baia Mare pe plotul 20, AT 220/110kV Vetis pe plotul 20, T 400/110kV Oradea pe plotul 13;
38	L 220kV Fantanele-Ungheni II 95, 96, 98, 103	<u>R2:</u> - se conecteaza liniile 100kV Tauni-Blaj si Orlat-Petresti - se accepta prin refacerea regimurilor zilnice de functionare (tinand seama si de eventualele retrageri in RED) declansarea liniei 110kV Fantanele-Corunca prin ASS sau se anuleaza ASS.

6.6 Concluzii si masuri stabilitate statica

6.6.1 Toate valorile pentru rezerva normata de stabilitate statică $P_{8\%}$ sunt mai mari decât incarcarea inițiala cu exceptia retragerii uneia din L400kV Gura Ialomitei-Lacu Sarat, Constanta-Cernavoda si Isaccea-Tulcea (vezi cap.4). **confidential**.

Se impune urgentarea sistematizarii rețelei de 400kV in Dobrogea.

6.6.2 Se vor respecta puterile admisibile in sectiuni.

6.7 Pe baza calculelor de stabilitate tranzitorie se propun urmatoarele masuri:

6.7.1 Pentru asigurarea conditiilor de stabilitate in zona Cernavoda in scheme cu retrageri planificate (PAR) se recomanda:

- sa se functioneze cu cel putin o bobina conectata in Cernavoda pentru a asigura incarcarea cu reactiv si **confidential**;
- sa se evite deconectarea de teleprotectii pe LEA 400kV din Cernavoda si LEA G. Ialomitei-Lacu Sarat;
- sa se evite retragerea suplimentara fata de PAR a uneia din LEA 400kV Isaccea-Dobrudja, Lacu Sarat-Smardan;

- sa se evite retragerea simultana a 2 din LEA 400kV Cernavoda-Constanta Nord, Constanta Nord-Tulcea, Cernavoda-Medgidia, *confidential*;
- sa se evite retragerea suplimentara fata de PAR a unei LEA 400kV din Cernavoda sau din zona la functionare cu 2 unitati CNE.

6.7.2 Retragera suplimentara a uneia din LEA 400kV Cernavoda-Medgidia, Isaccea-Lacu Sarat, Lacu Sarat-Smardan nu modifica semnificativ concluziile privind stabilitatea CNE in perioada cu retragerea LEA 400kV Cernavoda-Pelicanu si 2 unitati CNE in functiune.

Confidential

6.7.3 Pentru perioada de retragere a statiei 400kV Gadalin si functionare cu linia lunga Iernut-Rosiori s-au determinat urmatoarele limite de stabilitate tranzitorie:

confidential

Atat timp cat ambele circuite 220kV Iernut-Ungheni si LEA Fantanele-Ungheni sunt in functiune, lipsa teleprotectiei pe LEA 400kV Iernut-Rosiori nu impune restrictii suplimentare fata de cele impuse de un scurtcircuit pe LEA 220kV Fantanele –Ungheni, chiar pentru treapta II a protectiei de linie cu temporizare 0.8 s in Iernut.

6.7.4 Se propune mentinerea schemei normale actuale in Portile de Fier:

C220kV Portile de Fier conectata, AT3 (400MVA) +2 grupuri pe bara 1 220kV si AT1,2 (2x500MVA) + 3 grupuri pe bara 2, L220kV distribuite simetric.

6.7.5 Sa se asigure masurile pentru pastrarea stabilitatii in zona Portile de Fier+Djerdap si interconexiune:

Retrageri	Dec. prin automatici			<i>confidential</i>	<i>confidential</i>
	Z L400kV	P L220kV	P L400kV		
1LEA 400kV PdFier	(1g)	1g	1g		
1LEA 400kV Djerdap	(1g)	1g	1g		
c1,2 PdFier-Resita	-	-	1g		
2LEA 400kV PdFier	1g	1g	-		
	2g		-		
PdF-Urech.\ Slatina +c1,2 PdFier-Resita	1g	-	1g		
PdFier-Djerdap +c1,2 PdFier-Resita	1g	-	-		
1LEA 400kV PdFier +1LEA 400kV Djerdap	1g	1g	1g		
c1,2 PdFier-Resita + 1LEA 400kV Djerdap	1g	-	1g		
1LEA 400kV PdFier + c1,2Tantareni-Kozlodui	1g	1g	1g		
c1,2Tantareni-Kozlodui +LEA Djerdap-Drmno	1g	1g	1g		
L Arad-Sandorfalva +LEA Djerdap-Drmno	1g	1g	1g		
LEA Djerdap-Drmno +LEA Nis-SofiaV	1g	1g	1g		

6.7.5 *confidential*

6.7.6 La retragerea L400kV Arad-Sandorfalva simultan cu o L400kV Djerdap sa se conecteze ambele circuite Tantareni-Kozlodui.

6.7.7 Se propun punerea in functiune si logica automatilor din Portile de Fier:

6.7.7.1. Automaticile de putere pe L1,2 220kV Portile de Fier-Resita se pun in functiune cu reglaj 300MW/0.25s pentru:

- § un circuit 220kV Portile de Fier-Resita indisponibil;
- § 1-2 AT400/220kV Portile de Fier indisponibile ;
- § o LEA 400kV indisponibila in nodul Portile de Fier+Djerdap;
- § functionare cu C220kV Portile de Fier deconectata si excedentul barei 1 220kV Portile de Fier *confidential* sau indisponibilitati pe axa Portile de Fier-Mintia;
- § necesitati legate de NTC.

Deconecteaza un grup pe bara 220kV Portile de Fier pe care este conectat circuitul repectiv.

Acest grup trebuie sa fie diferit de grupurile conectate la automaticile AT la functionare cu :

- 1AT si 1 circuit Portile de Fier-Resita indisponibile simultan, daca se functioneaza cu 5-6 grupuri in Portile de Fier I si numai 1-2 grupuri sunt conectate la automaticile AT ;
- 2 AT Portile de Fier indisponibile simultan;
- o LEA 400kV indisponibila in nodul Portile de Fier+Djerdap ;
- C220kV Portile de Fier deconectata si numai un grup conectat la automaticile AT3, *confidential*.

6.7.7.2. La functionare cu C220kV Portile de Fier conectata, automaticile la semnal de protectie si pozitie intrerupator pe AT Portile de Fier se pun in functiune pentru:

§ schema normala:

- daca sunt 6 grupuri in functiune in CHE Portile de Fier I; automaticile la semnal de protectie (inclusiv DRRI) ale tuturor AT deconecteaza al 6-lea grup din CHE Portile de Fier I
- daca se considera un risc suplimentar:
 - o declansare neselectiva a C220kV Portile de Fier la defect pe AT; automatica la semnal de protectie a AT conectat pe bara 1220kV Portile de Fier deconecteaza al 2-lea grup de pe aceasta bara;
 - o refuz de intrerupator si DRRI pe o bara 400kV Portile de Fier; automaticile la semnal de protectie (inclusiv DRRI) ale tuturor AT deconecteaza al 2-lea grup conectat pe bara 1.

§ pentru un AT Portile de Fier retras din exploatare si :

- fara alte indisponibilitati sau cu o LEA 400kV indisponibila in Portile de Fier+Djerdap; automaticile tuturor AT deconecteaza al 5-lea si al 6-lea grup;
- 1 circuit Portile de Fier-Resita indisponibil si 4-5 grupuri; automaticile deconecteaza 1grup + al doilea la functionare cu 5 grupuri in Portile de Fier I; posibila si deconectarea celui de-al 2-lea grup prin automatica de putere pe circuitul Portile de Fier-Resita in functiune;
- un element indisponibil pe Resita-Timisoara-Mintia, AT Arad, sau LEA 400kV Arad-Sandorfalva si Arad-Mintia sau Mintia-Sibiu indisponibile simultan; automaticile tuturor AT deconecteaza cel putin al 5-lea si al 6-lea grup (functie de suprasarcina tranzitorie tolerabila);
- 2 circuite Portile de Fier-Resita sau Resita-Timisoara indisponibile; maxim 980MW excedent in nodul Portile de Fier; automaticile deconecteaza 1-2 grupuri functie de suprasarcina tranzitorie tolerabila si suprasarcina rezolvabila post-avarie pe AT ramas in functiune.

§ pentru 2 AT Portile de Fier retrase din exploatare :

se asigura limitarea operativa a excedentului in Portile de Fier coordonat cu deconectarea prin automaticile AT in functiune a unui numar de grupuri care sa asigure respectarea limitei de stabilitate pe axa 220kV conform (5.3.2.2.1).

6.7.7.3. Automaticile de putere pe LEA 400kV Portile de Fier-Urechesi, Portile de Fier-Slatina se pun in functiune cu un reglaj 1100MW/0.2s pentru :

- § 1 LEA 400kV indisponibila in Portile de Fier, *confidential*;
- § 1 LEA 400kV indisponibila in Djerdap sau LEA Bor-Nis, *confidential*;
- § 1 LEA 400kV indisponibila in Portile de Fier +1 LEA 400kV indisponibila in Djerdap, *confidential*;
- § 1 LEA 400kV indisponibila in Portile de Fier +c1,2 220kV Resita, *confidential*
- § 1 LEA 400kV indisponibila in Djerdap +c1,2 220kV Resita, *confidential*;

- § 2 LEA 400kV indisponibile in Portile de Fier ;
- § 1 LEA 400kV indisponibla in Djerdap + c1,2 Tantareni-Kozlodui, si suma excedent Djerdap + RO peste 1450 MW;
- § 1 LEA 400kV indisponibla in Djerdap + LEA Nis-Sofia Vest, si suma excedent Djerdap + RO+ BG peste 2000 MW;
- § 1 LEA 400kV indisponibila in nodul Djerdap sau LEA Bor-Nis, coordonat cu productia in CHE Djerdap, programele de schimb si schema in interconexiune ;

Automatica deconecteaza 1 grup pe bara 2 Portile de Fier .

6.7.7.4. Se pun in functiune automaticele la semnal polifazat de protectie si automaticele la pozitie intrerupator pe LEA 400kV Portile de Fier-Urechesti, Portile de Fier-Slatina, in urmatoarele scheme cu indisponibilitati:

6.7.7.4.1 Indisponibila L400kV Portile de Fier-Urechesti sau Portile de Fier-Slatina; nu este indisponibila simultan a-2-a L400kV in Djerdap sau L Bor-Nis, sau un element pe axa Portile de Fier-Mintia in cazul indisponibilitatii unei L 400kV; 6 grupuri in functiune in CHE Portile de Fier I. Se pun in functiune pe L400kV Portile de Fier automaticele la semnal polifazat de protectie. Deconecteaza un grup pe bara 2 Portile de Fier.

confidential.

6.7.7.4.2 Indisponibila o L400kV din Djerdap sau L400kV Bor-Nis, fara indisponibilitati in Portile de Fier 400kV sau c1+2 220kV Portile de Fier-Resita; 6 grupuri in functiune in CHE Portile de Fier I. Se pun in functiune automaticele la semnal polifazat de protectie. Deconecteaza 1 grup pe bara 2.

6.7.7.4.3 Indisponibile LEA 400kV Portile de Fier-Urechesti sau Portile de Fier-Slatina si un element pe axa Portile de Fier-Mintia . Se pun in functiune automatica la semnal polifazat de protectie si automatica la pozitie intrerupator. Deconecteaza 1 grup pe bara 2.

6.7.7.4.3 Indisponibile LEA 400kV Portile de Fier-Urechesti / Portile de Fier-Slatina si c1+2 220kV Portile de Fier-Resita.

confidential

Se pun in functiune automatica la semnal polifazat de protectie si automatica la pozitie intrerupator. Deconecteaza 1 grup pe bara 2.

6.7.7.4.5 Indisponibile LEA 400kV Portile de Fier-Djerdap si c1+2 220kV Portile de Fier-Resita.

confidential

Se pun in functiune automatica la semnal polifazat de protectie si automatica la pozitie intrerupator. Deconecteaza 1 grup pe bara 2.

6.7.7.4.6 Indisponibile LEA 400kV Portile de Fier-Urechesti sau Portile de Fier-Slatina si LEA 400kV Portile de Fier-Djerdap

confidential

Se pun in functiune pe LEA 400kV Portile de Fier automatica la semnal polifazat de protectie si automatica la pozitie intrerupator. Deconecteaza 1/2 grupuri pe bara 2 Portile de Fier.

6.7.7.4.7 Indisponibile LEA 400kV Portile de Fier-Urechesti sau Portile de Fier-Slatina si o LEA 400kV din Djerdap sau LEA 400kV Bor-Nis

confidential

Se pun in functiune pe LEA 400kV Portile de Fier automatica la semnal polifazat de protectie si automatica la pozitie intrerupator. Deconecteaza un grup pe bara 2 Portile de Fier.

6.7.7.4.8 Indisponibile LEA 400kV Portile de Fier-Urechesti sau Portile de Fier-Slatina si LEA 400kV Sofia Vest-Nis; 6 grupuri in functiune in CHE Portile de Fier I.

Se pune in functiune pe LEA 400kV Portile de Fier automatica la semnal polifazat de protectie. Deconecteaza 1 grup pe bara 2 Portile de Fier.

6.7.7.4.9 Indisponibile c1+2 220kV Portile de Fier-Resita si LEA 400kV Djerdap-Bor sau Djerdap-Drmno.

confidential

Se pun in functiune pe LEA 400kV Portile de Fier automaticele la semnal polifazat de protectie si la pozitie intrerupator. Deconecteaza un grup pe bara 2 Portile de Fier.

6.7.7.4.10 Indisponibila o LEA 400kV din Djerdap sau LEA 400kV Bor-Nis, si c1+2 Tantareni-Kozlodui.

Se pun in functiune automaticele la semnal polifazat de protectie si la pozitie intrerupator. Deconecteaza un grup pe bara 2.

Se limiteaza *confidential* suma export RO+Djerdap la 1450MW .

6.7.7.4.11 Indisponibila o LEA 400kV din Djerdap sau LEA 400kV Bor-Nis, si LEA 400kV Arad-Sandorfalva .

Se pun in functiune automaticele la semnal polifazat de protectie si la pozitie intrerupator. Deconecteaza un grup pe bara 2.

6.7.7.4.12 Indisponibila o LEA 400kV din Djerdap sau LEA 400kV Bor-Nis, si LEA 400kV Nis-Sofia Vest .

Se pun in functiune automaticele la semnal polifazat de protectie si la pozitie intrerupator. Deconecteaza un grup pe bara 2.

Se pastreaza regimul si logica automaticele in cazurile care nu au fost analizate in acest studiu.

Repunerea in functiune a unor automatici pe linii de interconexiune si/sau modificarea unor reglaje poate impune modificarea dispecerizarii automaticele din Portile de Fier.

1. **Denumirea lucrării:** Planificarea operationala a SEN in vara 2009
2. **Responsabil lucrare:** UNO-DEN
3. **Colaboratori:** din divizia UNO-DEN: SPAF, SMSCPA, DEC, BCTCCRE, SPMC, DET
din alte divizii Transelectrica: DC, DDA-DMPI, DT-DMA, DT-DPR-SPPEE
4. **Faza:** Studiu
5. **Beneficiar:** TRANSELECTRICA S.A.
6. **Termen de predare:** 16.03.2009

7. **Scopul lucrării:**

Analiza schemelor de calcul in vederea propunerii schemei normale de functionare a SEN pentru vara 2009; verificarea criteriului determinist de siguranta N-1 pentru paliere medii de consum, in scheme fara si cu retrageri din exploatare; determinarea conditionarilor de regim; determinarea capacitatilor de schimb; stabilirea puterilor admisibile in sectiuni; verificarea stabilitatii tranzitorii si stabilirea regimului automatizarilor.

8. **Continutul lucrării:**

8.1. Balante de putere

8.1.1. *Stabilirea valorii consumului brut pentru palierele analizate: vârf mediu de dimineața si de seara in zi lucratoare și golul mediu de noapte de sarbatoare pentru perioada de vara.*

Responsabil : UNO-DEN-SPO, DT-DPR-SPPEE

Termen: 05.01.2009 – analiza preliminara (date pentru calculul regimurilor)

Paliere de consum considerate, varf / gol: 7900 / 5200MW.

8.1.2. *Proгноza schimburilor de energie cu sistemele vecine*

Responsabil : UNO-DEN, DDA-DC;

Termen: 05.01.2009 – analiza preliminara (date pentru calculul regimurilor)

Sold export, varf / gol: 600 / 400MW.

8.1.3. *Stabilirea acoperirii palierelor de consum brut pe sistem pentru calculele de regimuri stationare si tranzitorii, cu 1-2 unitati nucleare in functiune. Balante de calcul.*

Responsabil : UNO-DEN-SPO;

Termen: 05.01.2009

8.1.4. *Verificarea asigurarii volumului de servicii de sistem necesare pentru fiecare perioada, pe producatori*

Responsabil : UNO-DEN: SPO, SPAF, BCTCCRE;

Termen: 31.01.2009

8.2. Schema de calcul

Stabilirea schemei de calcul pentru analiza functionarii sistemului in vara 2009, tinând cont de retragerile de lunga durata determinate de programele de retehnologizare si RK statii aflate in derulare sau care se vor demara in perioada mentionata. Se va lua in considerare alimentarea in insula de consum a zonei Smardan din L 400kV Isaccea-Vulcanesti. Aprobarea schemei de calcul se va face in cadrul CTES Transelectrica.

Responsabil : UNO-DEN – SPO, SPAF, DEC, DET-uri, DC, DDA-DMPI, DT-DMA;

Termen: 15.01.2009

Anexa 1: Lista retragerilor din exploatare pentru schema de calcul

8.3. Regimurile permanente de functionare a SEN

8.3.1 Verificarea criteriului de siguranta N-1

Se vor analiza regimurile de functionare ale SEN pentru functionare interconectata cu reseaua UCTE si cu Ucraina de Vest (insula Burshtyn).

Se va verifica respectarea criteriului de siguranta N-1, in variante cu 1-2 unitati in functiune in CNE Cernavoda, pentru:

- schema de calcul cu considerarea retragerilor de lunga durata necesare desfasurarii lucrarilor de retehnologizare si RK statii;
- scheme cu o linie de bucla (400kV sau 220kV) sau cu o unitate de transformare din RET retrasa din exploatare, suplimentar fata de retragerile de lunga durata;
- scheme cu o linie 400kV retrasa din exploatare in interconexiune;

Suplimentar se analizeaza regimurile permanente pentru variante de scheme cu echipamente retrase din exploatare pe un interval mai scurt din perioada studiata, necesare desfasurarii unor alte lucrari de retehnologizare sau mentenanta majora.

Responsabil : UNO-DEN-SPO;

Termen: 06.03.2009

8.3.2 Analiza nivelului de tensiune si a pierderilor in SEN

Se va efectua o analiza a pierderilor de putere activa in reseaua SEN si se vor identifica retragerile cu influenta semnificativa, in vederea reducerii duratelor de reparatii si retehnologizari.

Se vor considera posibilitatile de reglaj de tensiune prin utilizarea tuturor mijloacelor disponibile de compensare a reactivului in SEN, atat in schema normala cat si in scheme cu retrageri din exploatare.

Se vor stabili benzile de tensiune pentru statiile de control din RET in scopul respectarii nivelului de tensiune in toate statiile, a conditiilor de stabilitate statica si reducerii consumului propriu tehnologic in retea.

Responsabil : UNO-DEN-SPO;

Termen: 06.03.2009

8.3.3 Managementul congestiilor in zona municipiului Bucuresti

Responsabil: UNO-DEN-SPMC;

Termen: 06.03.2009

8.3.4 Capacitati nete de schimb

Se vor determina capacitatile de schimb ale SEN cu tarile vecine pentru perioada de vara, la functionarea in schema normala.

Responsabil : UNO-DEN-SPO;

Termen: 06.03.2009

8.4 Verificarea stabilitatii statice

Se vor determina puterile admisibile in sectiunile caracteristice ale SEN pentru perioada de vara, in conditiile de functionare interconectata a SEN, in scheme cu N, N-1 elemente in functiune.

Responsabil : UNO-DEN-SPO;

Termen: 06.03.2009

8.5. Verificarea stabilitatii tranzitorii si a regimului automatizarilor

8.5.1 Stabilitatea zonei Cernavoda in conditiile retragerilor planificate si identificarea posibilitatilor de acordare a retragerilor accidentale pe liniile din zona

8.5.2 Stabilitatea zonelor afectate de programe de reparatii

8.5.3 Stabilitatea tranzitorie a zonei Portile de Fier si verificarea automatizarilor

8.5.4 Limite de stabilitate in sectiunea de interconexiune.

Responsabil : UNO-DEN-SPO;

Termen: 06.03.2009

8.6. Concluzii si propuneri de masuri

Responsabil : UNO-DEN-SPO;

Termen: 13.03.2009

Avizat:
Director UNO–DEN,
Octavian Lohan

Intocmit:
Sef Birou Planificare Schema Normala,
Rodica Balaurescu

Nr. 1975 / 25.01.2009

SE APROBA,
Director General
Adrian Baicusi



A V I Z NR 7 /2009

Tema studiului „Planificarea operațională a SEN in vara 2009.”
Schema de calcul pentru vara 2009.

Documentatia analizată:

Beneficiar: C.N. Transelectrica S.A.

Data ședinței: 15.01.2009

1. DATE GENERALE

1.1. Documentatia a fost intocmita de catre UNO-DEN (SPO). Convocarea la avizare a fost făcută cu adresa nr. 503/08.01.2009.

1.2. Au fost invitați să participe la avizare următorii: DT, DDA, Secretariatul General, DMA, DMPI, DPR, DSCPC, DC, UNO-DEN. S-au solicitat puncte de vedere.

1.3. S-au primit puncte de vedere scrise de la : DC.

2. CONSTATĂRI

2.1. Scopul Temei proiectului îl constituie stabilirea coordonatelor analizei și planificării condițiilor de funcționare sigura și stabilă a Sistemului Electroenergetic Național (SEN) precum și a schemelor de calcul în vederea propunerii de schema normală a rețelelor de 400kV, 220kV și 110kV pentru perioada de vara 2009.

2.2. Din documentatia prezentata de catre elaboratori au rezultat urmatoarele;
lucrarea prezinta capitolele care urmeaza a fi cuprinse in cadrul studiului, precum si topologia schemelor de calcul pentru analizele care se vor efectua.

Se vor lua in considerare următoarele aspecte referitoare la schemele de calcul:

- Funcționare cu trei bare în Domnești cu câte un transformator pe fiecare bară.
- Când în stația 110 kV Gutinas vor fi retrase AT3 și AT4 este necesar ca AT2 Borzești să se mențină în funcțiune deși nu poate fi încărcat decât până la 50 % S_n .
- Se va analiza necesitatea funcționării cu CT închisă în stația 110 kV Vascau ;
- Limita superioară a benzii de tensiune să fie de 123 kV, pentru ca aparatul a fost dimensionat la 123 kV.
- Dacă regimurile de funcționare care se vor analiza necesită funcționarea cu CT 110 kV Megidia închisă să se propună reglaje adecvate pentru protecții pentru a nu fi necesar să se deconecteze un T400/110kV Megidia.

Trebuie să se analizeze și să se scoată în evidență congestiile de rețea Municipiului București care impun asigurarea unei producții în centralele București Vest, Grozăvești, București Sud, Progresu cu verificarea criteriului N-1 pentru rechipamentele din RET și RED.

menționate următoarele:

2.3.1. Studiul este un studiu tehnic. El poate fi utilizat de oricare direcție din Transelectrica pentru a releva aspectele comerciale.

2.3.2. Se vor identifica și evidenția congestiile din rețeaua de transport care induc costuri, determinându-se mărimea și durata lor. Să se evidențieze necesitatea costurilor suplimentare pentru asigurarea fiecărui nivel de siguranță a sistemului. De asemenea se vor evidenția congestiile care induc costuri care trebuie incluse în cheltuielile cu lucrările de investiții.

2.3.3. Se vor analiza schemele speciale, altele decât cele nominalizate pentru perioada de șase luni, numai în situații speciale de avarii.

*
* *
*

Pe baza celor expuse în lucrare, a punctelor de vedere prezentate, a discuțiilor purtate și a opiniilor exprimate,

CONSILIUL TEHNICO-ECONOMIC SI STIINTIFIC

AVIZEAZA

Tema studiului „Planificarea operațională a SEN în vara 2009.”

Documentatia: Schema de calcul pentru vara 2009.

Cu următoarele precizări și recomandări:

I. Precizări:

Propunerea de schema de calcul pentru funcționarea SEN în vara 2009 este anexă la aviz.

II. Recomandări:

Observațiile și propunerile de la pct. 2.2. și 2.3. vor fi incluse în conținutul temei.

**CONDUCĂTOR ȘEDINȚĂ
DIRECTOR**

Marian CERNAT



**RESPONSABIL DE
LUCRARE**

Rodica BALAURESCU



SECRETAR ȘEDINȚĂ

Cornel ALDEA



PARTICIPANȚI:

MEMBRI:

Dana Filtan –DT-DMA;

Vasile Stefanescu, Mirela Dutoiu, Marius Orete – DDA-DC;

Gabriel Romascu – DSCPC;

Doru Paunescu, Cornel Erbasu, Cristian Radoi, Vasile Munteanu, Ioan Negru Teofil

Bote, Virgiliu Ivan, Marius Setran, Mihail Stroica, Dorel Nastasie Muller, Adela

Ciupuliga, Mioara Miga, Amada Ionescu, Silvia Bricman, Alexandru Soare, Costel

Constantin – UNO-DEN;

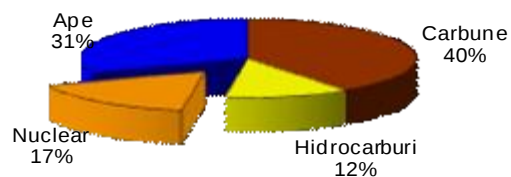
INVITATI:

Se difuzează la: DT, DDA, Secretariatul General, DMA, DMPI, DPR, DSCPC, DC, UNO-DEN. DT-uri.

Tabel 2.1.2. EVOLUTIA NECESARULUI DE ENERGIE ELECTRICA IN VARA 2009

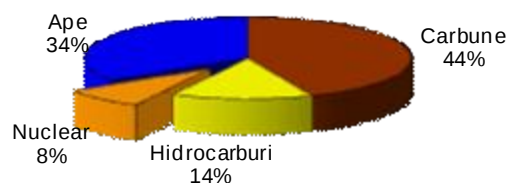
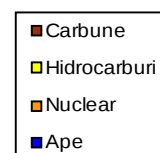
Scenariul 1		apr	mai	iun	iul	aug	sept
ENERGIE ELECTRICA (i	GWh						
Consum intern		4786	4813	4700	4910	4848	4800
Sold import-export		-208	-208	-208	-208	-208	-208
Productie bruta		4995	5022	4908	5118	5056	5008
PUTERI DE GOL	MW						
Consum intern		4830	4969	4919	4944	5063	5117
Sold import-export		-290	-221	-227	-219	-220	-290
Putere produsa minima		5120	5189	5145	5163	5283	5407
PUTERI DE VARF	MW						
Consum intern		8393	7755	8013	8054	7917	8247
Sold import-export		-433	-322	-433	-321	-324	-433
Putere produsa maxima		8826	8077	8446	8375	8241	8679
Scenariul 2		apr	mai	iun	iul	aug	sept
ENERGIE ELECTRICA (i	GWh						
Consum intern		4616	4642	4533	4735	4676	4629
Sold import-export		-208	-208	-208	-208	-208	-208
Productie bruta		4825	4851	4742	4944	4884	4838
PUTERI DE GOL	MW						
Consum intern		4656	4792	4744	4769	4884	4933
Sold import-export		-290	-221	-227	-219	-220	-290
Putere produsa minima		4946	5013	4971	4988	5104	5223
PUTERI DE VARF	MW						
Consum intern		8091	7479	7725	7767	7636	7950
Sold import-export		-433	-322	-433	-321	-324	-433
Putere produsa maxima		8524	7801	8158	8089	7960	8383

Structura pe resurse a productiei brute din SEN in vara 2009
valori procentuale



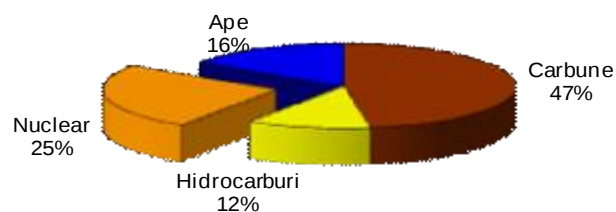
Balanta 1

varf de sarcina 8370 MW



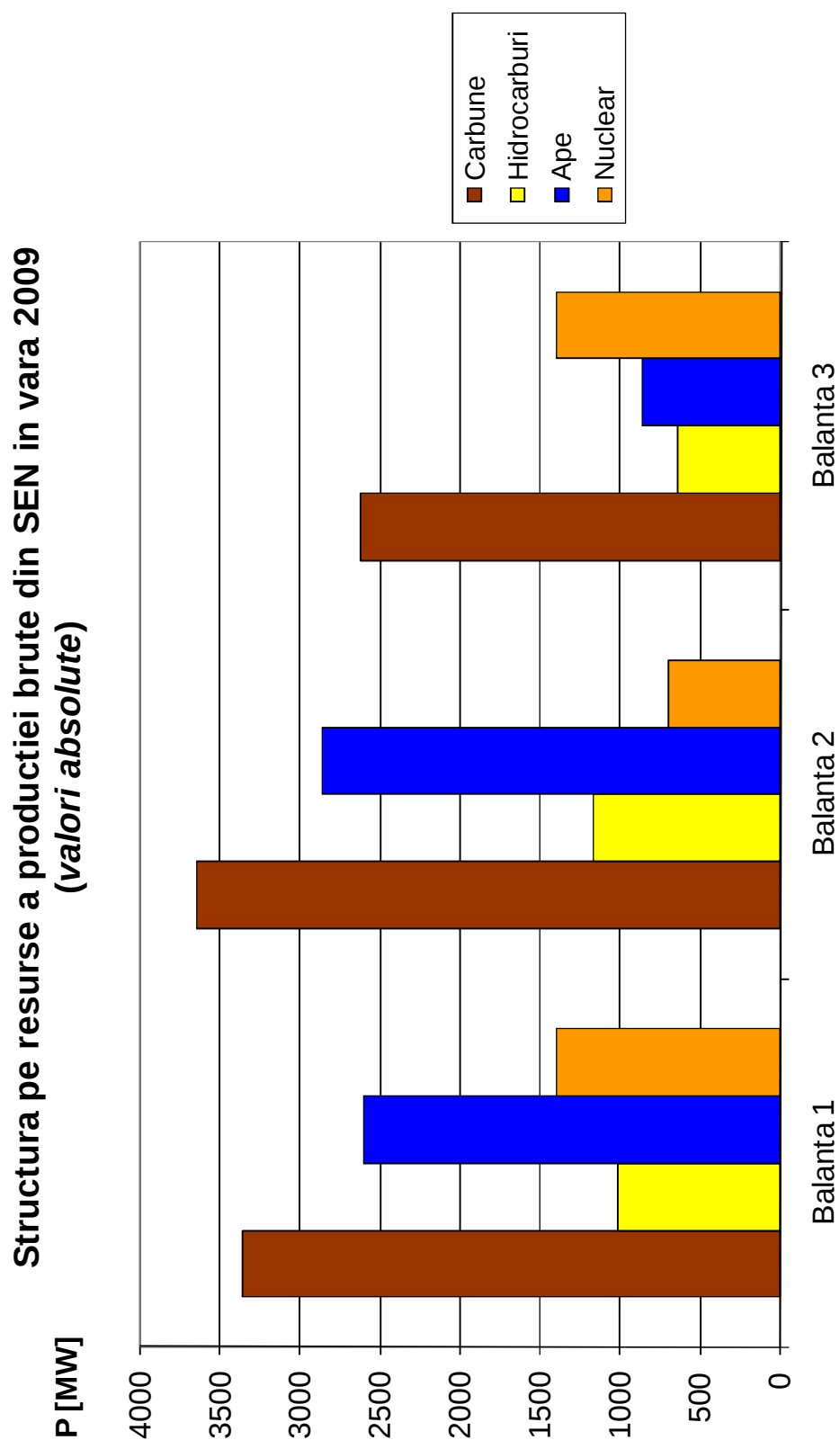
Balanta 2

varf de sarcina 8370 MW

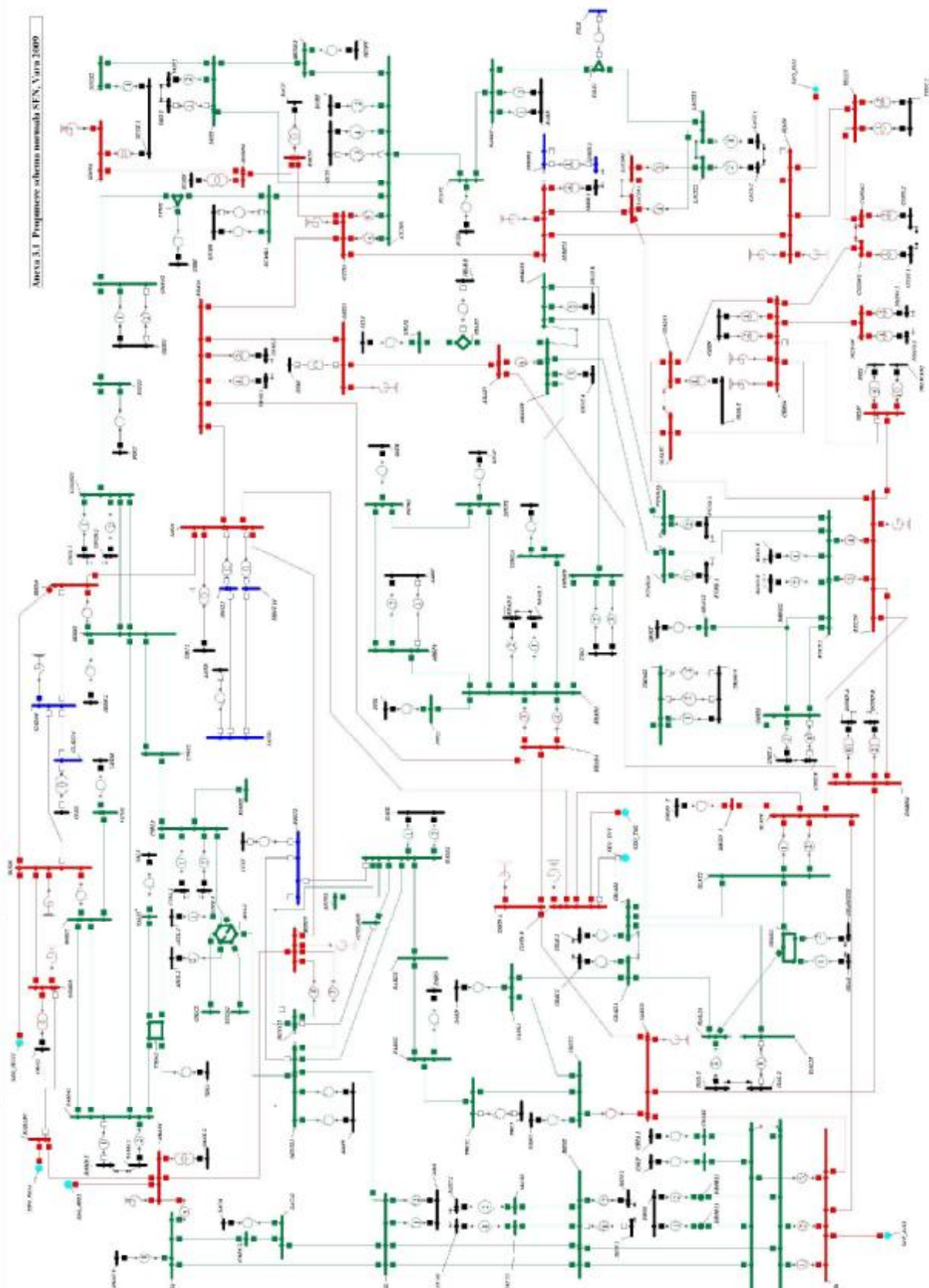


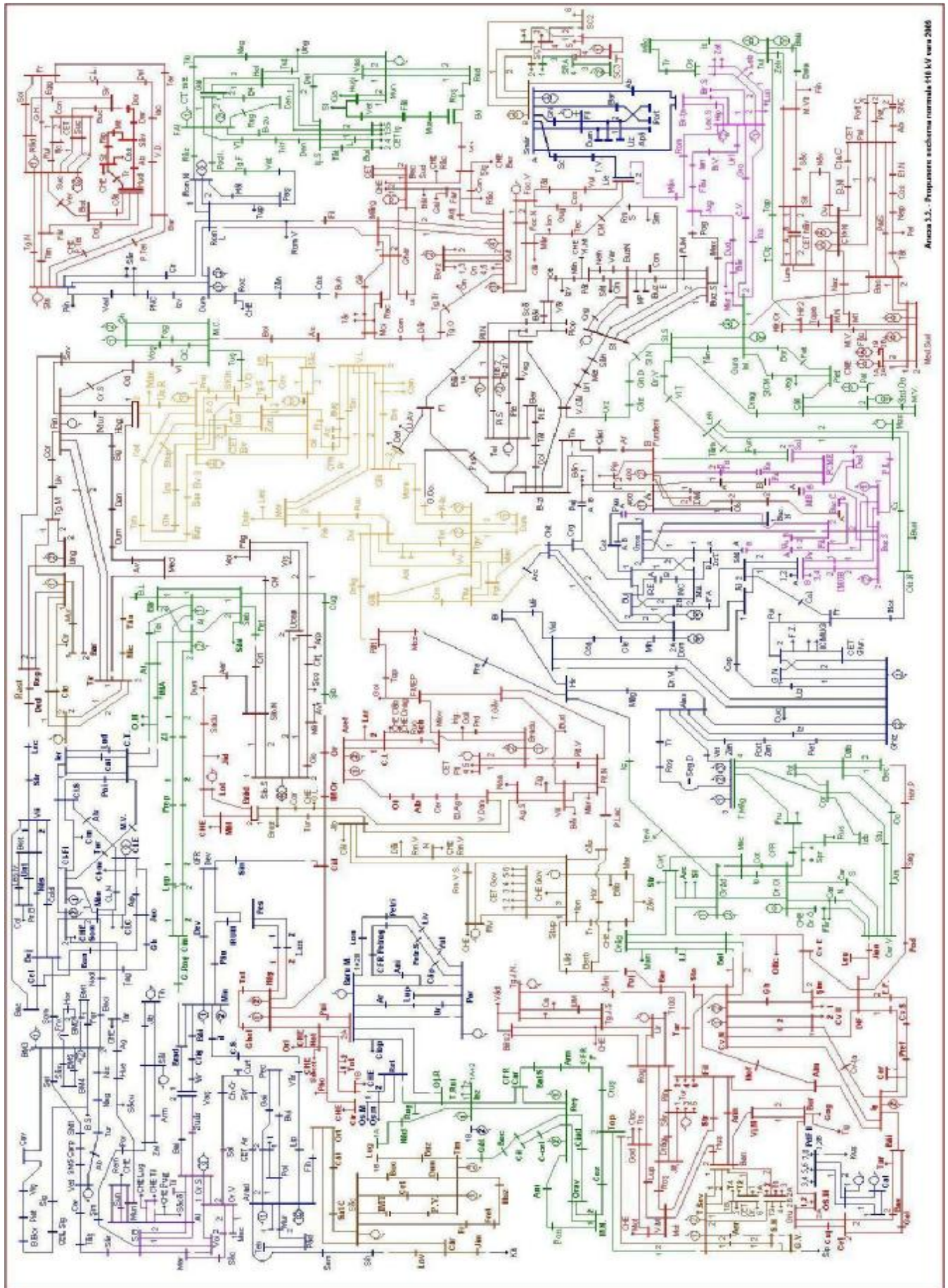
Balanta 3

gol de sarbatoare 5525 MW



Arreza 3.1. Proqramın sheması maddə 3.1N, Yarı 3.009





Area 3.3 - Proprietà schemi normali 116 kV vna 2060

CIRCULATIILE DE PUTERE ACTIVA PRIN ELEMENTELE RET DIN COMPONENTA SECTIUNILOR CARACTERISTICE

[MW]

Nr. sect.	Elemente de retea	R1	R2	R3
S1	L400kV Tantareni-Sibiu	260.22	272.05	190.47
	L400kV Tantareni Bradu	403.65	432.76	269.83
	L400kV Urechesi-Domnesti	356.69	451.57	165.43
	L400kV Slatina-Buc.Sud	348.9	446.75	98.91
	L220kV Urechesi-Tg.Jiu N	14.75	-18.79	38.53
	L220kV Craiova-Tr.Magurele	151.21	168.21	60.34
	L220kV PdF-Resita (d.c.)	279.19	264.63	171.16
	L400kV PdF-Djerdap	327.3	390.17	420.65
	L400kV Tantareni - Kozlodui (1c)	286.86	352.74	217.67
	Total sectiune	2428.77	2760.09	1632.99
S2	L400kV Tantareni- Bradu	403.65	432.76	269.83
	L400kV Urechesi-Domnesti	356.69	451.57	165.43
	L400kV Slatina-Buc.Sud	348.9	446.75	98.91
	L400kV Sibiu-Brasov	244.5	319.85	69.41
	L400kV Dobrudja-Isaccea	-57.73	73.02	61.38
	L220kV Iemut-Ungheni d.c.	227.35	226.05	117.32
	L220kV Craiova-Tr.Magurele	151.21	168.21	60.34
	L110kV Iemut-Tarnaveni (d.c.)	33.38	58.42	19.42
	L110kV Iemut-CIC (d.c.)	3.86	49.5	6.14
	L110kV Fagaras-Hoghiz	23.61	22.95	15.66
	L110kV Copsa Mica-Medias	16.73	9.01	8.53
	Total sectiune	1752.15	2258.09	892.37
S3	L400kV Gutinas-Brasov	-93.52	-221.84	27.07
	L400kV G.Ialomitei-Buc.Sud	240.02	-8.13	332.96
	L400kV Pelicanu-Bucuresti Sud	-105.26	-124.97	-30.11
	L400kV Isaccea-Dobrudja	57.78	-72.9	-61.27
	L220kV Stejaru-Gheorgheni	-21.35	-64.31	-4.38
	L110kV Slobozia Sud-Dragos Voda	12.88	2.94	12.37
	L110kV Urziceni-V.Calugareasca	18.42	8.08	18.54
	Total sectiune	108.97	-481.13	295.18
S4	L400kV Mukacevo-Rosiori	155.96	163.55	190.6
	L400kV Sibiu-Iernut	80.5	10.23	71.89
	L220kV Alba Iulia-Cluj Fl.	72.35	116.53	15.78
	L220kV Stejaru-Gheorgheni	-21.35	-64.31	-4.38
	L110kV Fagaras-Hoghiz	23.61	22.95	15.66
	CT 110kV Hoghiz	-46.87	-63.31	-21.66
	L110kV Copsa Mica-Medias	16.73	9.01	8.53
	L110kV Sf. Gheorghe-Tusnad	0.53	-3.55	3.11
	Total sectiune	281.46	191.1	279.53
S5	L400kV Brasov-Gutinas	94.45	223.87	-26.32
	L400kV Smardan-Gutinas	199.03	50.95	229.98
	L220kV Barbosi-Focsani	69.35	41.88	50.5
	L220kV Gheorgheni-Stejaru	21.49	64.81	4.5
	Total sectiune	384.32	381.51	258.66
S6	L400kV Smardan-Gutinas	199.03	50.95	229.98
	L220kV Barbosi-Focsani	69.35	41.88	50.5
	L400kV G. Ialomitei- Bucuresti S.	240.07	-8.13	332.96
	L400kV Pelicanu- Bucuresti S.	-105.26	-124.97	-30.11
	L400kV Isaccea-Dobrudja	57.8	-72.9	-61.27
	L110kV Slobozia Sud-Dragos Voda	12.88	2.94	12.37
	Total sectiune	473.87	-110.23	534.43

Unde: R1 – regim pt varf de seara cu 2 unitati in CNE

R2 – regim pt varf de seara cu 1 unitati in CNE

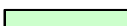
R3 – regim pt gol de sarbatoare cu 2 unitati in CNE

TENSIUNILE IN NODURILE DE CONTROL DIN RET

Statia	Banda de tensiune [kV]
Gutinas 400kV	400 – 415
L.Sarat 400kV	397 – 411
Isaccea 400kV	400 – 411
G.Ialomitei 400kV	396 – 417
Cernavoda 400kV	397 – 418
Bucuresti Sud 400kV	394 – 420
Tantareni 400kV	396 – 414
Urechesti 400kV	397 – 415
PdF 400kV	406 – 412
Mintia 400kV	399 – 411
Arad 400kV	400 – 415
Sibiu 400kV	407 – 419
Brasov 400kV	400 – 417
Iernut 400kV	409 – 418
Rosiori 400kV	407 – 413
Gutinas 220kV	226 – 228
L.Sarat 220kV	226 – 233
Bucuresti Sud 220kV	222 – 227
Isalnita 220kV	221 – 233
Urechesti 220kV	225 – 235
PdF 220kV	230 – 232
Mintia B1A+B1B 220kV	227 – 234
Mintia B2 220kV	231 – 240
Arad 220kV	233 – 238
Iernut 220kV	233 – 239

Anexa 3.8

TENSIUNE	STATIA	Plot functionare R1	Plot functionare R3	Plot nominal / plot maxim
400/220 kV	Gutinas 5, 6	10	16	9/17
	Lacu Sarat 3, 4	13	14	13/25
	Brazi	8	10	9/17
	Buc.Sud 3, 4	14	20	13/25
	Brad 3, 4	14	13	13/25
	PdF AT3	14	15	13/25
	PdF AT 1, 2	9	10	8/14
	Slatina 1, 2	8	8	9/17
	Urechesi	12	12	13/25
	Arad	19	15	13/25
	Mintia 4	7	6	9/17
	Mintia 3	10	11	13/25
	Sibiu 5, 6	13	12	11/21
	Iernut	8	8	8/15
	Rosiori	10	11	9/17
400/110 kV	Smardan 2	10	10	9/17
	Constanta 1, 2	5	7	9/17
	Cernavoda 1, 2	8	8	9/17
	Domnesti 1	9	8	9/17
	Domnesti 2	8	7	9/17
	G.Ialomitei 3	8	6	9/17
	Medgidia 1	6	6	9/17
	Medgidia 2	7	7	9/17
	Pelicanu 1	7	6	9/17
	Pelicanu 2	9	9	9/17
	Tulcea 1, 2	9	9	9/17
	Draganesti Olt	9	8	9/17
	Arad	10	7	9/17
	Brasov 1	8	6	9/17
	Brasov 2	9	7	9/17
	Oradea	9	9	9/17
	Sibiu 4	7	5	8/15
	Suceava	9	8	9/17
	Roman Nord	8	8	9/17
	Bacau Sud	8	8	9/17

 Ploturi diferite de plotul nominal

TENSIUNE	STATIA	Plot functionare R1	Plot functionare R3	Plot nominal / plot maxim
220/110 kV	Barbosi 1, 2	14	14	13/25
	Borzești	13	12	13/25
	Dumbrava 1	12	10	13/25
	Dumbrava 2	-	10	13/25
	FAI 1	13	12	13/25
	Focsani	14	13	13/25
	Gutinas 3 (4)	13	12	13/25
	L. Sarat 1, 2	11	11	13/25
	Munteni	13	12	13/25
	Stejaru	10	9	13/25
	Suceava	13	13	13/25
	Brazi 1	10	9	9/17
	Brazi 2	10	9	9/17
	Buc.Sud1	11	12	7/13
	Buc Sud2	11	10	13/25
	Fundeni 1	13	12	13/25
	Fundeni 2	12	11	13/25
	Ghizdaru 1	14	14	13/25
	Mostistea	12	13	13/25
	Targoviste 1, 2	13	13	13/25
	Tr. Magurele 1	13	13	13/25
	Stalpu	15	14	13/25
	Arefu	12	12	13/25
	Brad 1, 2	14	13	13/25
	Calafat	13	13	13/25
	Cetate	12	12	13/25
	Gradiste 1, 2	14	13	13/25
	Craiova 1, 2	13	13	13/25
	Isalnita 1	12	12	12/23
	Pitesti	13	12	13/25
	Raureni	14	14	13/25
	Sardanesti	14	14	13/25
	Stuparei	14	15	13/25
	Tr. Severin 1, 2	13	13	13/25
	Urechesi	14	14	13/25
	Arad	10	13	13/25
	Baru Mare	13	13	13/25
	Hasdat 1, 2	11	12	13/25
	Iaz 1, 2	12	12	13/25
	Mintia 1	12	12	13/25
	Mintia 2	12	12	13/25
	Paroseni	14	14	14/27
	Resita	13	12	13/25
	Sacalaz	13	13	13/25
	Timisoara 1, 2	12	11	13/25
	Al.Iulia 1, 2	12	12	13/25
	Baia Mare 1	12	12	13/25
	Cluj FI. 1, 2	12	12	13/25
	Fantanele	13	13	13/25
	Gheorgheni 1	12	12	13/25
	Iernut	4	8	12/23
	Salai	13	-	13/25
	Tihau	12	12	13/25
	Ungheni 1, 2	12	11	13/25
	Vetis	12	12	13/25

Lista bobinelor de reactanta conectate

Nr. crt.	Regim Bobine	R1	R2	R3
1	Gutinas	-	-	1
2	Smardan	-	-	1
3	Suceava	-	1	1
4	Bucuresti Sud	-	-	1
5	Fundeni	-	-	-
6	Domnesti	-	-	-
7	Isaccea	-	-	2
8	Cernavoda	1	1	1
9	Tantareni	2	2	2
10	Urechesti	1	1	1
11	Mintia	-	-	1
12	Arad	-	-	1
13	Oradea	1	-	1
14	Darste	-	-	1
15	Rosiori	1	1	1
16	Gadalin	-	-	-

CONSUMURI PROPRII TEHNOLOGICE IN RETELE* PENTRU VARA 2009 (MW)

Caracteristicile regimului calculat				Consumuri proprii tehnologice [MW]												
Var. de regim	Palet. de cons.	Cons. SEN ^{ss}	Prod. in CNE	Linii de interconexiune	Sold (Exp-Imp) [MW]	Total CPT SEN	Trafo bloc	Linii 110kV	Total CPT RET	Linii de inalta tensiune			AT, Trafo si Bobine			
										220kV	400kV	Din care Corona	AT 400/220kV	AT 220/110kV	Trafo 400/110kV	Bobine
R1	VSV	7770	1400	L400kV PdF-Djerdap 1c L400kV Tantara-Kozlodui	600	197	20.86	41.93	134.1	38.22	67.84	23.33	6.02	8.95	5.7	7.37
R2	VSV	7770	700	L400kV Isaccea-Dobrudia L400kV Rosiori-Mukacevo	600	216	20.75	48.93	145.87	46.13	73	25.2	5.73	8.9	5.36	6.75
R3	GS	5125	1400	L400kV Arad-Sandorfalva L400kV Nadab-Bekessaba	400	136	13.82	19.07	103.33	18.49	49.26	26.72	4.95	7.56	4.7	18.37

Unde: R1 – regim pt varf de seara cu 2 unitati in CNE
R2 – regim pt varf de seara cu 1 unitate in CNE
R3 – regim pt gol de sarbatoare cu 2 unitati in CNE

* numai pierderile de putere in RET, RED modelata, trafo bloc modelate
** fara consumul insulei pe linia 400kV Isaccea-Vulcanesti (varf 130MW; gol 75MW)

Capacitati nete de schimb in interfata de interconexiune a Romaniei in vara 2009

Topologie normala

Interfata de interconexiune : LEA 400kV Portile de Fier-Djerdap, 1-2C Tantareni-Kozlodui, Isaccea-Dobrudja, Arad-Sandorfalva, (Arad-) Nadab-Bekecsaba, Rosiori-Mukacevo

a) NTC bilaterale indicative (TRM 100MW), partial agregabile in interfete trilaterale (RO/RS+BG, RO+BG/RS,RO/UA+HU,RO/RS+HU,HU/RO+RS), dar neagregabile in interfata Romaniei:

		proponeri EMS, ESO, MAVIR
RO=>RS	550 MW	500
RS=>RO	400 MW	300
RO=>BG	500 MW	400
BG=>RO	550 MW	500
RO=>HU	800 MW	1000
HU=>RO	800 MW	800
RO=>UA	200 MW	
UA=>RO	700 MW	

Pentru publicare pe site-ul ETSO practica este de a armoniza cu partenerii valori NTC bilaterale partial agregabile.

b) NTC in interfata Romaniei (TRM export/ import 300MW / 400MW):

Export RO 1550 MW LEA 400kV Portile de Fier-Djerdap 1300A (EMS)
Import RO 1900 MW

Pe baza acestor valori rezulta urmatoarele NTC bilaterale indicative agregabile in interfata Romaniei (TRM 100MW, cu exceptia exportului pe granita RO/UA):

RO=>RS	500 MW
RS=>RO	300 MW
RO=>BG	400 MW
BG=>RO	500 MW
RO=>HU	600 MW
HU=>RO	800 MW
RO=>UA	50 MW
UA=>RO	300 MW

Anexa 3.11.2 NTC pentru Aprilie 2009 _V3

Luand in considerare :

- Generatie in CHE Portile de Fier si Djerdap 1820 MW;
- Limita TC pe L400kV Portiile de Fier-Djerdap in Portiile de Fier 1600 A;
- Reglaje de iarna la protectii in Serbia (trece la reglaje de vara in mai);
- Import spre GR+MK+AL in regimul de baza 1210 MW;
- Automatici deconectate pe C1+2 400kV Tantarani-Kozlodui si L400kV Nis-SofiaWest;
- DAS pe L400kV Blagoevgrad-Thessaloniki reglaj 1856 A/ 1280MW;
- Masuri preventive si post-event;
- Schimburi prognozate, fara soldare; conventii bilaterale.

Valorile NTC fiabile pe grantele Romaniei in Aprilie 2009 sunt :

NTC	01-04.04	05.04	06-10.04	11-12.04	13-15.04	16.04	17-19.04	20-24.09	25.04	26.04	27-28.04	29-30.04
	c2 Rosiori-B. Mare A. Iulia-Min	AT Ros-	Rosiori-Muk (+c1 R-B M 07-08.04)			Iernut-Sibiu	Isaccea-Dobrudja	AT Iernut AT 400/220 Arad	Gadalin		L lunga Rosiori-Iernut	
					Sand.-Subo	Sub-Nov		Paks-Sand Kardia-Zemlak				
							Dubrovo-Thessaloniki (14-18.04)		Bitola-Melite (21-30.04)			
RO=>HU	400				200			400	200			400
HU=>RO	500				250			350	250		500	
RO => SR	550				350	550		350		550		
SR => RO					150							
RO => BG					200							
BG => RO					200							
RO => UA	50		0	50								
UA => RO	250		0	250	100							
RO => BG+SR	750				550	750		550		750		
BG+SR => RO					350							
RO Export	1200		1150	1200	800			1000				1200
RO Import	1100		850	1100	700			800	700		950	

- TRM export in interfata RO: 300MW

- TRM import in interfata RO: 300-400MW; TRM HU+UA=>RO 100-200MW;

- TRM export in interfata RO+BG: 400MW;

Anexa 3.14

**Ploturile transformatoarelor bloc ale grupurilor modelate la borne
in schema de calcul de baza**

Centrala	GRUP		TRANSFORMATOR BLOC			
	Nume	Pd [MW]	Tensiune nominala borne	Sn [MVA]	Plot nominal / Plot maxim	Plot de functionare
Buc. Sud	G4	100	10.5	100	3/5	4
Grozavesti	G1	48	10.5	80	1/1	1
Bucuresti Vest	G4	68	10.5	75	10/19	11
	G3	141	15	140	10/19	11
Braila	G1	227	15.75	250	2/3	3
Iemut	G1	100	13.8	125	1/1	1
	G5	210	15	250	1/1	1
	G3	100	13.8	125	2/3	2
Galati	CS3G5	105	10.5	160	10/19	10
Turceni	G1,3,4	305+315+330	24	3x400	2/3	2
	G5	330	24	400	2/3	2
Rovinari	G4,5	313+317	24	2x400	2/3	2
Isalnita	G7	315	24	400	9/17	14
	G8	315	24	400	9/17	14
Craiova	G1	150	15.75	190	1/1	1
Mintia	G2,3	200+210	15.75	2x250	2/3	2
	G6	190	15.75	250	2/3	3
Drobeta	G1	50	10.5	80	1/1	1
	G2	50	10.5	80	1/1	1
	G4	50	10.5	80	1/1	1
	G5	50	10.5	80	1/1	1
Paroseni	G4	150	18	180	1/1	1
Govora	G5,6	2x50	10.5	2x80	1/1	1
Arad	G1	60	10.5	80	1/1	1
Portile de Fier I	G1,4	2x195	15.75	216	3/5	2
	G3	195	15.75	216	3/5	2
	G6	195	15.75	2x216	3/5	2
Portile de Fier II	Os.Mare	4x27+3x32	6.3	3x63	1/1	1
	Gogosu G1,2	2x27	6.3	67	1/1	1
Stejaru	G5,6	2x48.5	10.5	2x50	2/3	2
Vidraru	G1,2	2x55	10.5	120	2/3	2
Remeti	G1	40	10.5	63	1/1	1
Munteni	G1	25	10.5	40	1/1	1
Raul Mare	G1	100	15.75	190	2/3	2
Galceag	G1	75	15.75	90	1/1	1
Sugag	G1	60	15.75	90	1/1	1
Mariselu	G1,2	2x70	15.75	90	1/1	1
Ruieni (Iaz)	G1	65.7	10.5	90	1/1	1
Cernavoda	G1,2	2x700	24	4x440	1/1	1

Puteri admisibile in sectiunea S1 pentru palierul de vara 2009**Deficit initial: 2430 MW**

(Un singur circuit 400 kV Tantareni- Kozlodui in functiune)

Tabel 1.1

Schema	Linia retrasa din exploatare	Elementul care declanseaza	P _{lim} P _{ΣL(220+400+ext) kV} (MW)	P _{rez. normata} P adm. de calcul (a/b) (MW)			Observatii
				P _{8%} Padm. (a/b)		P _{20%} P _{ΣL(220+400+ext))kV}	
				P _{ΣL(220+400+ext)kV}	P _{ΣL(220+400)kV}		
N P=2430MW		-	5480	-	-	4320	
		L400kV Tantareni - Sibiu	5250	4760 4540 ^U 4280 ^{PT} /4250	2900 3070 ^U 2870 ^{PT} /3050	4160	
		L400 kV Tantareni-Bradu	5020	4580 4460 ^{PT} 4210 ^U /4170	3120 3050 ^{PT} 2880 ^U /2990	3980	
		L400 kV Slatina-Bucuresti Sud	5430	4950 4590 ^{PT} 4330 ^U /4300	3430 3170 ^{PT} 2990 ^U /3080	4310	
		L400kV Urechesi - Domnesti	5410	4930 4450 ^{PT} 4220 ^U /4190	3420 3080 ^{PT} 2920 ^U /3000	4290	
		U1 CNE Cernavoda	5910	5390 4990 ^{PD,U} /4320	3860 3580 ^{PD,U} /3090	4690	
		L400 kV Tantareni - Kozlodui	5340	4870 4580 ^U 3780 ^{PD} /3770	3410 3200 ^U 2660 ^{PD} /2680	4230	
		L 400 kV PdF - Djerdap	5230	4760 4370 ^U 3870 ^{PR} /3830	3850 3540 ^U 3120 ^{PR} /2710	4140	
N-1	L400kV Urechesi - Domnesti	L 400 kV PdF - Djerdap	4900	4400 4020 ^U 3690 ^{PR} /3650	3480 3170 ^U 2910 ^{PR} /2480		
		L400kV Tantareni - Sibiu	5220	4760 4020 ^U 3870 ^{PT} /3840	3050 2580 ^U 2490 ^{PT} /2640		
		L400 kV Tantareni - Kozlodui	5210	4750 4030 ^U 3470 ^{PD} /3460	3180 2710 ^U 2340 ^{PD} /2350		
		L400 kV Slatina-Bucuresti Sud	5010	4530 4040 ^{CTM} 3250 ^U /3210	2890 2530 ^{CTM} 2020 ^U /2160		
		L400kV Tantareni – Bradu	4900	4410 4100 ^{PT} 3490 ^U /3460	2840 2640 ^{PT} 2220 ^U /2350		
		U1 CNE Cernavoda	5780	5280 4570 ^{PD} 4200 ^U /3530	3630 3140 ^{PD} 2870 ^U /2400		
	L400kV Sibiu-Tantareni	L400 kV Tantareni-Bradu	4970	4520 4030 ^U 3820 ^{PT} /3780	2790 2490 ^U 2360 ^{PT} /2540		

		L 400 kV PdF – Djerdap	4970	4530 4210 ^U 3710 ^{PR} /3660	3490 3260 ^U 2860 ^{PR} /2450		
		L400 kV Slatina- Bucuresti Sud	5220	4760 4100 ^U 3960 ^{PT} /3920	3030 2620 ^U 2530 ^{PT} /2640		
		L400 kV Tantareni - Kozlodui	5330	4840 4280 ^U 3290 ^{PD} /3280	3140 2810 ^U 2180 ^{DP} /2170		
		U1 CNE Cernavoda	5900	5390 4730 ^U 4590 ^{PD} /3980	3630 3200 ^U 3100 ^{DP} /2670		
	L 400 kV PdF - Djerdap	L400 kV Tantareni- Brad	4880	4420 4040 ^U 3760 ^{PR} /3730	3430 3140 ^U 2920 ^{PR} /3010		
		L400 kV Slatina- Bucuresti Sud	4950	4510 4070 ^U 3760 ^{PR} /3730	3550 3200 ^U 2950 ^{PR} /3010		
		L400 kV Tantareni – Kozlodui	4530	4120 3930 ^U 3420 ^{PR} /3370	4120 3930 ^U 3420 ^{PR} /2700		
		U1 CNE Cernavoda	5540	5050 4600 ^U 4330 ^{PR} /3660	4070 3700 ^U 3490 ^{PR} /2950		
	L400 kV Tantareni – Kozlodui	L400 kV Tantareni- Brad	4950	4490 4050 ^U 3390 ^{DP} /3360	3340 3010 ^U 2490 ^{DP} /2550		
		L400 kV Slatina- Bucuresti Sud	5240	4770 4170 ^U 3390 ^{DP} /3360	3550 3110 ^U 2490 ^{DP} /2550		
		U1 CNE Cernavoda	5900	5380 4720 ^U 3690 ^{DP} /3030	4130 3630 ^U 2790 ^{DP} /2260		
	L400 kV Slatina- Bucuresti Sud	L400 kV Tantareni- Brad	4910	4430 3970 ^{UD} 3640 ^U /3840	2820 2530 ^{UD} 2310 ^U /2640		
		U1 CNE Cernavoda	5770	5250 4660 ^{DP} 4310 ^U /3630	3600 3190 ^{DP} 2940 ^U /2480		
	L400 kV Tantareni- Brad	U1 CNE Cernavoda	5620	5130 4790 ^{DP} 4280 ^U /3610	3510 3270 ^{DP} 2910 ^U /2440		

Limitari impuse:^U nivel de tensiune **conform Codului RET**

^{PT} curent maxim admisibil TC L220 kV Paroseni-Targu Jiu;

^{PD} Curent termic pe L400 kV PdF - Djerdap;

^{PR} Curent termic pe L400 kV PdF - Resita ;

^{UD} Curent termic pe L400 kV Urechesti - Domnesti;

^{CTM} Curent termic pe L220 kV Craiova – Turnu Magurele ;

Puteri admisibile in sectiunea S2 pentru palierul de vara 2009 cu 2gr. CNE
DEFICIT INITIAL=1750 MW

Tabel 2.1

Schema	Linia retrasa din exploatare	Elementul care declanseaza	P _{lim} P _{ΣL(220+400+110+ext)kV} (MW)	P _{rez. normata} P adm. de calcul (a/b) (MW)		P _{20%} P _{adm (a/b)} P _{ΣL(220+400+110+ext)kV}	Observatii
				P _{8%} P _{adm. (a/b)}			
				P _{ΣL(220+400+110+ext)kV}	P _{ΣL(220+400+ext)kV}		
N		-	3370			2620 2590 ^U	
		L400kV Sibiu-Brasov	3030	2700 2510 ^U /2490	2540 2360 ^U /2390	2350	
		L400 kV Tantareni-Brad	2680	2530 2380 ^U /2370	2420 2280 ^U /2270	2210	
		L400kV Urechesi – Domnesti	3040	2710 2480 ^U /2440	2600 2380 ^U /2350	2360	
		L400kV Slatina–Bucuresti S	3030	2700 2500 ^U /2480	2590 2400 ^U /2390	2350	
		L220kV Iernut-Ungheni 2	3360	3000 2560 ^U /2590	2860 2470 ^U /2490	2610	
		L 400 kV Dobrudja-Isaccea	3040	2700 2590 ^U /2590	2600 2490 ^U /2390	2350	
		U1 CNE Cernavoda	3860	3470 3190 ^U /2540	3330 3060 ^U /2440	3020	
N-1	L400kV Urechesi - Domnesti	L400 kV Tantareni-Brad	2670	2370 2090 ^U /2080	2250 1990 ^U /1990		
		L400kV Sibiu-Brasov	3150	2800 2790 ^{FH} 2130 ^U /2100	2620 2600 ^{FH} 1980 ^U /2010		
		L400kV Slatina–Bucuresti S	2910	2590 2430 ^{CT} , 2090 ^U /2060	2470 2310 ^{CT} 2000 ^U /1970		
		L220kV Iernut-Ungheni 2	3030	2700 2430 ^U /2430	2570 2310 ^U /2370		
		L400 kV Dobrudja-Isaccea	3150	2810 2420 ^U /2100	2680 2320 ^U /2130		
		U1 CNE Cernavoda	3480	3100 2750 ^U /2630	2970 2100 ^U /2010		
	L400kV Sibiu-Brasov	L400 kV Tantareni-Brad	2650	2350 2140 ^U /2110	2170 1980 ^U /1990		
		L400kV Slatina–Bucuresti S	2940	2620 2240 ^U /2210	2440 2090 ^U /2080		
		L400 kV Dobrudja-Isaccea	3170	2830 2450 ^U /2440	2650 2300 ^U /2300		
		L220kV Iernut- Ungheni 2	3000	2670 2620 ^{IU} 2470 ^U /2460	2480 2440 ^{IU} 2300 ^U /2320		
		U1 CNE Cernavoda	3780	3390 3190 ^{FH} 2900 ^U /2250	3180 3010 ^{FH} 2730 ^U /2110		
		L400 kV Tantareni-	L400kV Slatina–Bucuresti S	2680	2380 2160 ^U /2140	2260 2050 ^U /2040	

	Bradul	L400 kV Dobrudja-Isaccea	2880	2540 2330 ^U /2320	2420 2220 ^U /2220		
		L220kV Iernut- Ungheni 2	2850	2530 2380 ^U /2380	2400 2260 ^U /2280		
		U1 CNE Cernavoda	3420	3060 2850 ^U /2200	2930 2730 ^U /2100		
	L400kV Slatina– Bucuresti S	L400 kV Dobrudja-Isaccea	3150	2810 2470 ^U /2460	2690 2360 ^U /2360		
		L220kV Iernut- Ungheni 2	3010	2690 2510 ^U /2510	2560 2380 ^U /2400		
		U1 CNE Cernavoda	3690	3310 2820 ^U /2170	3170 2710 ^U /2080		
	L 400 kV Dobrudja- Isaccea	L220kV Iernut- Ungheni 2	3030	2700 2600 ^U /2590	2580 2480 ^U /2490		
		U1 CNE Cernavoda	3470	3100/2440	2970/2340		
	L220kV Iernut- Ungheni 2	U1 CNE Cernavoda	3840	3430 3150 ^U /2510	3270 3010 ^U /2390		

Limitari impuse:

^U nivel de tensiune **conform Codului RET**

^{CT} Curent termic L220 kV Craiova- Turnu Magurele;

^{FH} Curent termic L110 kV Fagaras - Hoghiz;

^{IU} Curent termic L220 kV Iernut- Ungheni 1;

**Puteri admisibile in sectiunea S3 pentru palierul de vara 2009 cu 2g CNE
EXCEDENT INITIAL=109 MW.**

Tabel 3.1

Schema	Linia retrasa din exploatare	Elementul care declanseaza	P _{lim} P _{ΣL(220+400+ext)} kV (MW)	P _{rez. normata} P adm. de calcul (a/b) (MW)			Observatii
				P _{8%} P adm. (a/b)		P _{20%} P adm (a/b) P _{ΣL(220+110+400+ext)} kV	
				P _{ΣL(220+400+110+ ex)} kV	P _{ΣL(220+400+ ext)} kV		
N		-	3910			3050 2360 ^U 1920 ^{GB,SD}	
		L400kV Brasov-Gutinas	3430	3090 2010 ^U 1460 ^{GB,SD} /1450	2970 1920 ^U 1390 ^{GB,SD} /1390	2690	
		L400 kV Buc. S-Pelicanu	3780	3380 1920 ^{GB} 1290 ^{U#} /1290	3280 1860 ^{GB} 1260 ^U /1240	2970	# 94 kV Pelicanu
		L400 kV Buc. S-Pelicanu	3760	3370 1980 ^U 1920 ^{GB} /1920	3270 1910 ^U 1850 ^{GB} /1840	2970	Deconectare Tr. Pelicanu 400/110 kV;
		L400 kV Buc. S-Gura Ialomitei	2970	2630 1780 ^U 640 ^{SD} /640	2490 1660 ^U 570 ^{SD} /600	2320	
		L220 kV Gheorgheni-Stejaru	3870	3500 2300 ^U 1760 ^{GB,SD} /1760	3390 2220 ^U 1690 ^{GB,SD} / 1690	3040	
		L400 kV Dobrudja-Isaccea	2760	2480 1780 ^U 1310 ^{GB,SD} /1240	2160 1690 ^U 1290 ^{GB,SD} / 1240	2160	
		L400 kV Constanta-CNE	3810	3430 2170 ^U 1760 ^{GB} /1760	3330 2090 ^U 1690 ^{GB} / 1690	3000	
		L400 kV Isaccea-Tulcea	3610	3250 1920 ^{GB,SD} 150 ^U /150	3150 1850 ^{GB,SD} 129 ^U / 129	2840	379 kV Tulcea
		L400kV L. Sarat-G. Ialomitei	3560	3200 2070 ^U 1920 ^{GB,SD} /1920	3110 1990 ^U 1850 ^{GB,SD} / 1850	2800	
N-1	L400 kV Dobrudja-Isaccea	L400 kV Constanta-CNE	2640	2350 1780 ^U 1150 ^{GB} /1150	2250 1690 ^U 1080 ^{GB} / 1080		
		L400 kV Buc. S-Pelicanu	2520	2220 1310 ^{GB} 860 ^{U#} /860	2120 1250 ^{GB} 830 ^U / 810		# 94 kV Pelicanu
		L400 kV Buc. S-Pelicanu	2680	2410 1450 ^U 1310 ^{GB} /1310	2310 1390 ^U 1350 ^U / 1240		Deconectarea T2 400/110 kV Pelicanu;
		L400 kV Buc. S-Gura Ialomitei	1580	1340 1020 ^U 370 ^{SD} /370	1200 900 ^U 290 ^{SD} / 330		
		L400kV Gutinas-Brasov	2140	1840 1330 ^U 870 ^{GB,SD} /860	1730 1240 ^U 800 ^{GB,SD} / 810		

		L400kV L. Sarat-G. Ialomitei	2380	2110 1460 ^U 1310 ^{GB} /1310	2020 1390 ^U 1240 ^{GB} / 1240		
		L400kV Isaccea – Tulcea	2450	2200 1310 ^{GB} 150 ^U /150	2120 1240 ^{GB} 130 ^U /130		378 kV Tulcea
		L220 kV Gheorgheni-Stejaru	2670	2360 1780 ^U 1310 ^{GB} /1310	2260 1690 ^U 1240 ^{GB} / 1240		
	L400kV Brasov-Gutinas	L400 kV Constanta-CNE	3310	2990 1940 ^U 1460 ^{GB} /1460	2870 1860 ^U 1390 ^{GB} / 1390		
		L400 kV Buc. S- Pelicanu	3030	2680 1460 ^{GB} 1000 ^U /1000	2580 1400 ^{GB} 970 ^U /950		
		L400 kV Isaccea-Tulcea	3040	2690 1460 ^{GB,SD} 150 ^U /150	2590 1390 ^{GB,SD} 130 ^U / 130		378 kV Tulcea
		L400kV L. Sarat-G. Ialomitei	2850	2530 1590 ^U 1460 ^{GB,SD} /1460	2430 1510 ^U 1390 ^{GB,SD} /1390		
		L220 kV Gheorgheni-Stejaru	3120	2720 1780 ^U 1310 ^{GB,SD} /1300	2610 1700 ^U 1240 ^{GB,SD} /1240		
		L400 kV Buc. S-Gura Ialomitei	2110	1890 1180 ^U 430 ^{SD} /420	1740 1060 ^U 360 ^{SD} /390		
	L400 kV Buc. S- Pelicanu	L400 kV Constanta-CNE	3110	2810 1750 ^{GB} 90 ^{#U}	2730 1670 ^{GB} 80		#98 kV Mircea V. , 93kV Pelicanu
		L400 kV Constanta-CNE	3590	3240 1750 ^{GB} 1460 ^U /1410	3140 1690 ^{GB} 1460 ^U /1410		Deconectarea T2 400/110 kV Pelicanu;
		L400 kV Isaccea-Tulcea	3590	3010 1990 ^{GB} 1300 ^U /1260	2920 1930 ^{GB} 1300 ^U /1260		
		L400kV L. Sarat-G. Ialomitei	3210	2900 1930 ^{GB} 1300 ^U /1260	2820 1870 ^{GB} 1300 ^U /1260		
		L220 kV Gheorgheni-Stejaru	3630	3270 1770 ^{GB,U} / 1760	3170 1710 ^{GB,U} / 1710		
		L400 kV Buc. S-Gura Ialomitei	2680	2390 1020 ^{TR_GI} 870 ^U /860	2220 930 ^{Tr_GI} 790 ^U /840		
	L400 kV Buc. S-Gura Ialomitei	L400 kV Constanta-CNE	2860	2520 1580 ^U 640 ^{BM} /640	2380 1470 ^U 560 ^{BM} /560		640 MW 5,5% suprasarcina pe BM
		L400 kV Constanta-CNE*	2860	2520 1580 ^U 640 ^{BM} /640	2380 1470 ^U 560 ^{BM} /560		640 MW 4,6% suprasarcina pe BM
		L400 kV Isaccea-Tulcea*	2710	2420 850 ^{GS} 90 ^U /90	2290 780 ^{GS} 40 ^U /40		La 850 MW in Tulcea 373 kV .
		L400kV L. Sarat-G. Ialomitei	2640	2360 150 ^U 90 ^{Tr_GI} /90	2220 80 ^U 30 ^{Tr_GI} /30		La 90 MW suprasarcina 15 % pe Tr. Gura Ialomitei

	L220 kV Gheorgheni- Stejaru	2890	2540 1590 ^U 850 ^{GS} /850	2390 1470 ^U 770 ^U /770		
	L400 kV Constanta- CNE	3750	3400 2180 ^U 1760 ^{GB} /1760	3290 2100 ^U 1690 ^{GB} / 1690		
	L400 kV Isaccea- Tulcea	3550	3210 1920 ^{GB} 150 ^U /150	3110 1850 ^{GB} 130 ^U /130		379 kV Tulcea
	L400kV L. Sarat-G. Ialomitei	3490	3150 1920 ^{GB,U} /1920	3060 1850 ^{GB,U} /1850		

Limite impuse:

^U nivel de tensiune **conform Codului RET**

^{GB}Curent termic L4000 kV Gura Ialomitei -Bucuresti Sud ;

^{SD}Curent termic L110 kV Slobozia- Dragalina;

^{BM}Curent termic L110 kV Basarabi-Medgidia Sud d.c.;

^{GS}Curent termic L110 kV Gura Ialomitei - Slobozia;

* Se conecteaza L110 kV L. Sarat – Ostrov d.c., LEA110kV Baia – M. Viteazu, LEA 110kV Zebil – M. Viteazu, LEA 110kV Harsova – Topologu, LEA 110kV Basarabi – Gura Ialomitei, si se deconecteaza LEA 110 kV Nazarcea – Constanta, L110 kV Basarabi- Lumina.

Puteri admisibile in sectiunea S4 cu retea 110 kV partial buclata
DEFICIT INITIAL=286 MW

Tabel 4.0

Schema	Linia retrasa din exploatare	Elementul care declanseaza	P _{lim} P _{ΣL(220+400+110+ext)kV} (MW)	P _{rez. normata} P adm. de calcul (a/b) (MW)			Observatii
				P _{8%} P adm. (a/b)		P _{20%} P adm (a/b)	
				P _{ΣL(220+400+110+ext)kV}	P _{ΣL(220+400+ext)kV}	P _{ΣL(220+400+110+ext)kV}	
N		-	1390			1030	
		L400 kV Mukacevo -Rosiori	1190	1050 1010 ^{CS} 1000 ^U /990	970 820 ^{CS} 810 ^U /840	910	
		L400 kV Sibiu – Iernut	1280	1140 1070 ^{A_{BM},U} /940	870 820 ^{A_{BM},U} /910	990	
		L220kV Alba Iulia-Cluj	1250	1120 1050 ^U 970 ^{A_{BM}} /970	920 870 ^U 810 ^{A_{BM}} /820	970	
		L220kV Alba Iulia-Mintia	1300	1150 1100 ^U 980 ^{A_{BM}} /980	950 920 ^U 820 ^{A_{BM}} /830	1000	
		L220kV Stejaru - Gheorgheni	1370	1220 1130 ^U 1030 ^{A_{BM}} /1030	1000 930 ^U 860 ^{A_{BM}} /880	1060	
		L400kV Rosiori -Oradea	1150	1020 880 ^{CS} 870 ^U /860	840 720 ^{CS} 710 ^U /720	880	
		L220kV Cluj Fl. -Tihau	1340	1240 1150 ^U 1070 ^{A_{BM}} /1070	1050 980 ^U 920 ^{A_{BM}} /920	1080	
		L400 kV Rosiori – Iernut	1370	1220 1110 ^U 1050 ^{A_{BM}} /1050	1030 940 ^U 900 ^{A_{BM}} /900		
N-1	L400 kV Mukacevo - Rosiori	L400kV Sibiu- Iernut	880	770 760 ^U 600 ^{CS} /580	440 430 ^U 340 ^{CS} /450		
		L220kV Alba Iulia-Cluj Fl.	1020	900 880 ^U 820 ^{CS} /810	690 680 ^U 640 ^{CS} /660		
		L 220 kV Alba Iulia - Mintia	1060	940 920 ^U 840 ^{CS} /840	730 710 ^U 660 ^{CS} /680		
		L 220 kV Stejaru- Gheorgheni	1150	1020 980 ^{CS} 960 ^U /750	790 760 ^{CS} 750 ^U /780		
		L400kV Rosiori- Oradea	1060	940 840 ^U 780 ^{CS} /770	740 660 ^U 610 ^{CS} /620		
		L220kV Cluj Fl. – Tihau	1180	1040 980 ^{CS} 960 ^U /960	840 790 ^{CS} 780 ^U /780		
		L400 kV Rosiori – Iernut	960	840 720 ^U 710 ^{CS} /700	640 550 ^U 540 ^{CS} /560		

L220kV Cluj Fl. – Tihau	L220kV Iernut – Baia Mare	1360	1220 1120 ^{BM} 1100 ^U /1090	1040 960 ^{BM} 940 ^U /940		
L400kV Sibiu – Iernut	L 220 kV Alba Iulia - Cluj	1120	990 940 ^{U,CS} /930	690 660 ^{U,CS} /720		
	L 220 kV Alba Iulia – Mintia	1160	1030 980 ^U 960 ^{CS} /950	910 690 ^U 680 ^{CS} /730		
	L 220 kV Stejaru – Gheorghieni	1220	1080 1010 ^U /1010	760 720 ^U /770		
	L400kV Rosiori -Oradea	1090	970 830 ^U 810 ^{CS} /800	720 630 ^U 610 ^{CS} /630		
	L400 kV Rosiori – Iernut	1240	1100 940 ^U /940	820 710 ^U /730		
L 220 kV Alba Iulia -Cluj	L400kV Rosiori -Oradea	1050	930 830 ^U 780 ^{CS} /770	740 650 ^U 610 ^{CS} /630		
	L220 kV Stejaru- Gheorghieni	1210	1070 1030 ^U 980 ^{A_BM} /980	850 820 ^U 790 ^{A_BM} /820		
	L400 kV Rosiori – Iernut	1210	1070 1020 ^U 990 ^{A_BM} /990	880 840 ^U 820 ^{A_BM} /830		
L220 kV Stejaru- Gheorghieni	L400kV Rosiori -Oradea	1140	1010 890 ^{CS} 880 ^U /860	810 710 ^{CS} 700 ^U /720		
	L400 kV Rosiori – Iernut	1340	1190 1090 ^U 1050 ^{A_BM} /1050	970 900 ^U 870 ^{A_BM} /880		
L400kV Rosiori - Oradea	L400 kV Rosiori – Iernut	1110	990 870 ^{CS} 840 ^U /840	810 710 ^{CS} 680 ^U /680		

Limitari impuse:

^U nivel de tensiune **conform Codului RET**

^{CS} curent limita termica pe L110kV Ch. Cris – Salonta

^{A_BM} Suprasarcina pe AT200MVA din statia Baia Mare;

^{BM} curent limita termica pe L110kV Baia Mare 1 – Baia Mare 4

Anexa 4.5

Puteri admisibile in sectiunea S5 pentru palierul de iarna, cu 2 gr. CNE.

DEFICIT INITIAL=360 MW

Tabel 5.1

Schema	Linia retrasa din exploatare	Elementul care declanseaza	P _{lim} P _{SL(220+ 400)kV} (MW)	P _{rez. normata} P adm. de calcul (a/b) (MW)		Observatii
				P _{8%} P adm. (a/b)	P _{20%} P adm. (a/b)	
Z		-	1200		920	La 930 MW 390 kV in Suceava
		L 400 kV Smardan-Gutinas	1020	910 790 ^U 770 ^F /760	790	
		L 400 kV Brasov-Gutinas	1070	950 790 ^U /780	820	
		L220 kV Gheorgheni-Stejaru	1120	1000 850 ^U /850	870	
		L220kV Barbosi-Focsani	1150	1010 890 ^U /890	890	
		L400kV Gutinas - Bacau	1070	950 800 ^U /800	830	
		L400kV Bacau- Roman	1000	880 720 ^U /710	770	
		L400kV Roman- Suceava	1020	910 820 ^U /810	790	
		AT 400/220kV Gutinas	1150	1030 900 ^U /900	890	
N-1	L 400 kV Smardan-Gutinas	L 400 kV Brasov-Gutinas	630	540 530 ^U 330 ^F /320		
		L 400 kV Brasov-Gutinas*	690	600 550 ^U 430 ^F /370		*Buclare: L110 kV Maximeni – Liesti, L110 kV Rm. Sarat-Costieni .
		L220kV Barbosi-Focsani	910	810 740 ^U /740		
		L220 kV Gheorgheni-Stejaru	920	820 730 ^U 690 ^F /680		
		L400kV Bacau- Roman	890	780 740 ^F 670 ^U /660		
		L400kV Roman- Suceava	890	790 740 ^{U,F} /730		
		L400kV Gutinas - Bacau	930	820 710 ^{U,F} /700		
	L 400 kV Brasov-Gutinas	L220kV Barbosi-Focsani	980	860 750 ^U /750		
		L220 kV Gheorgheni-Stejaru	940	830 720 ^U /710		
		L220 kV Gheorgheni-Fintinele	980	870 830 ^U /720		
		L400kV Bacau- Roman	920	820 660 ^U /650		

		L400kV Roman- Suceava	930	820 730 ^U /720		
		L400kV Gutinas - Bacau	930	820 680 ^U /670		
	L220kV Barbosi- Focsani	L220 kV Gheorgheni-Stejaru	1050	930 820 ^U /820		
		L220 kV Gheorgheni- Fintinele	1080	960 830 ^U /830		
		L400kV Bacau- Roman	970	860 860 ^U /700		
		L400kV Roman- Suceava	980	870 780 ^U /770		
		L400kV Gutinas - Bacau	930	820 680 ^U /670		
	L220 kV Gheorgheni- Stejaru	L400kV Bacau- Roman	840	740 650 ^U /640		
		L400kV Roman- Suceava	890	790 720 ^U /710		
		L400kV Gutinas - Bacau	930	830 720 ^U /710		
	L400kV Bacau- Roman	L400kV Roman- Suceava	950	840 760 ^U /750		
		L400kV Gutinas - Bacau	970	860 780 ^U /780		
	L400kV Roman- Suceava	L400kV Gutinas - Bacau	940	840 730 ^U /730		

Limitari impuse : ^U nivel de tensiune conform Codului RET

^F – curent limita termica pe L220kV Barbosi – Filesti si L220kV Filesti – Lacu Sarat

Anexa 4.6

**Puteri admisibile in sectiunea S6 pentru palierul de vara 2009 cu 2g CNE
EXCEDENT INITIAL=480 MW,**

Schema	Linia retrasa din exploatare	Elementul care declanseaza	P _{lim} P _{ΣL(220+400+ext)} kV (MW)	P _{rez. normata} P adm. de calcul (a/b) (MW)			Observatii
				P _{8%} Padm. (a/b)		P _{20%} Padm (a/b) P _{ΣL(220+110+400+ext) kV}	
				P _{ΣL(220+ 400+110+ex) kV}	P _{ΣL(220+400+ext)kV}		
N		-	4440			3510 2780 ^U 2170 ^{BG}	
		L400kV Smirdan-Gutinas	3630	3300 2210 ^U 1420 ^F /1400	3140 2080 ^U 1320 ^F /1310	2860	
		L400 kV Buc. S-Pelicanu	4130	3760 2170 ^{GB} 1700 ^U /1700	3570 2070 ^{GB} 1620 ^U /1600	3270	
		L400 kV Buc. S-Gura Ialomitei	3470	3150 2220 ^U 1060 ^{CP} /1040	2920 2050 ^U 940 ^{CP} /960	2740	
		L400 kV Dobrudja-Isaccea	3250	2870 2200 ^U 1720 ^{GB} /1700	2720 2070 ^U 1610 ^{GB} /1600	2560	
		L220 kV Barbosi - Focsani	4310	3910 2600 ^U 2170 ^{GB} /2170	3750 2470 ^U 2060 ^{GB} /2060	3410	
		L400 kV Constanta-CNE	4320	3900 2590 ^U 2170 ^{GB} /2170	3750 2470 ^U 2060 ^{GB} /2060	3420	
		L400 kV Medgidia S-CNE	4410	4010 2400 ^U 2170 ^{GB} /2170	3850 2280 ^U 2060 ^{BG} /2060	3490	
		L400 kV Isaccea-Tulcea	4120	3740 2330 ^{BG} 550 ^U /550	3250 2220 ^{GB} 480 ^U /480	3250	2170 MW la 371 kV Tulcea
		L400kV L. Sarat-G. Ialomitei	4080	3670 2400 ^U 2340 ^{GB} /2340	3520 2280 ^U 2220 ^{GB} /2220	3220	
N-1	L400kV Smirdan-Gutinas	L400 kV Buc. S-Pelicanu	3590	3170 1420 ^F 490 ^U /490	3010 1330 ^F 450 ^U /420		490 MW la 95 kV Pelicanu
		L400 kV Buc. S-Pelicanu	3420	3090 1880 ^U 1260 ^F /1260	2920 1770 ^U 1180 ^F /1170		Deconectare T2 400/110 kV Pelicanu;
		L400 kV Buc. S-Gura Ialomitei	2350	2010 1470 ^U 550 ^F /550	1800 1290 ^U 450 ^F /480		
		L400 kV Dobrudja-Isaccea	2310	2080 1450 ^U 830 ^F /820	1930 1320 ^U 740 ^F /740		

		L220 kV Barbosi - Focsani	3150	2830 1740 ^U 1280 ^{GB} /1270	2660 1610 ^U 1170 ^{GB} /1170		
		L400 kV Constanta- CNE	3510	3170 2010 ^U 1420 ^F /1420	3010 1880 ^U 1310 ^F /1310		
		L400 kV Isaccea- Tulcea	3230	2920 1420 ^F 490 ^U /490	2770 1320 ^F 420 ^U /420		1420 MW la 373 kV Tulcea
		L400kV L. Sarat-G. Ialomitei	3090	2810 1720 ^U 1420 ^F /1420	2660 1610 ^U 1310 ^F /1310		
	L400 kV Buc. S-Gura Ialomitei*	L400 kV Buc. S- Pelicanu	2830	2490 1270 ^{TG} 480 ^U /480	2280 1150 ^{TG} 430 ^U /410		
		L400 kV Dobrudja- Isaccea	2080	1810 1450 ^U 770 ^{TG} /760	1610 1290 ^U 650 ^{TG} /670		
		L220 kV Barbosi - Focsani	3250	2950 2020 ^U 1040 ^{TG} /1040	2750 1850 ^U 930 ^{TG} /930		
		L400 kV Constanta- CNE	3380	3010 2010 ^U 480 ^{BM*} /480	2810 1850 ^U 400 ^{BM*} /400		480 MW 498 A pe BM (3% suprasarcina), fata de 485 A la 30 ⁰ C.
		L400 kV Isaccea- Tulcea	3220	2900 1040 ^{GS} 480 ^U /480	2710 930 ^{GS} 400 ^U /400		1040 MW la 374 kV Tulcea
		L400kV L. Sarat-G. Ialomitei	3140	2840 540 ^U 480 ^{TG*} /480	2640 440 ^U 400 ^{TG*} /400		480 MW 290 MVA Tr. Gura Ialomitei (115 %)
	L400 kV Buc. S- Pelicanu	L400 kV Dobrudja- Isaccea	2980	2650 1710 ^{GB} 480 ^{U#} /480	2510 1610 ^{GB} 450 ^{U#} /450		#97 kV Pelicanu, 98 kV M. Voda.
		L400 kV Dobrudja- Isaccea	3010	2670 1570 ^{U,GB} /1550	2530 1470 ^{U,GB} /1470		Deconectare T2 400/110 kV Pelicanu;
		L220 kV Barbosi - Focsani	3900	3500 2160 ^{GB} 480 ^{U#} /480	3350 2060 ^{GB} 450 ^{U#} /450		#97 kV Pelicanu, 98 kV M. Voda.
		L220 kV Barbosi - Focsani	4060	3660 2140 ^{GB} 1970 ^U /1950	3510 2030 ^{GB} 1880 ^U /1870		Deconectare T2 400/110 kV Pelicanu;
		L400 kV Constanta- CNE	3840	3490 2140 ^{GB} 480 ^{U#} /480	3360 2030 ^{GB} 450 ^{U#} /450		# 97 kV Pelicanu, 98 kV M. Voda.
		L400 kV Constanta- CNE	4090	3720 2170 ^{GB} 1860 ^U /1860	3570 2080 ^{GB} 1780 ^U /1770		Deconectare T2 400/110 kV Pelicanu;
		L400 kV Isaccea- Tulcea	3650	3300 2330 ^{GB} 480 ^{U#} /480	3170 2230 ^{GB} 450 ^{U#} /450		# 97 kV Pelicanu, 98 kV M. Voda.
		L400 kV Isaccea- Tulcea	3840	3450 2340 ^{GB} 500 ^U /500	3320 2240 ^{GB} 460 ^U /460		Deconectare T2 400/110 kV Pelicanu;
		L400kV L. Sarat-G. Ialomitei	3510	3180 2330 ^{GB} 480 ^{U#} /480	3050 2230 ^{GB} 460 ^{U#} /450		# 93 kV Pelicanu, 94 kV M. Voda.

		L400kV L. Sarat-G. Ialomitei	3680	3350 2180 ^{GB} 1550 ^U /1550	3230 2080 ^{GB} 1480 ^U /1480		Deconectare T2 400/110 kV Pelicanu;
	L400 kV Dobrudja-Isaccea	L220 kV Barbosi - Focsani	3130	2810 2010 ^U 1560 ^{GB} /1560	2650 1880 ^U 1450 ^{GB} /1450		
		L400 kV Constanta-CNE	3170	2880 2160 ^U 1560 ^{GB} /1560	2720 2030 ^U 1450 ^{GB} /1450		
		L400 kV Isaccea-Tulcea	2970	2680 1720 ^{GB} 1270 ^U /1260	2530 1610 ^{GB} 1170 ^U /1170		
		L400kV L. Sarat-G. Ialomitei	2920	2600 2010 ^U 1720 ^{GB} /1720	2460 1890 ^U 1610 ^{GB} /1610		
		L400 kV Isaccea-Tulcea	2530	2160 480 [#]	2060		# in zona Constanta – Tulcea 88 kV, suprasarcini: 10 – 44 % pe L 110 kV : Basarabi-Pala S, Basarabi – Medgidia S, Medgidia N – Constanta, Basarabi – CET Palas, Basarabi-Medgidia S.
	L400 kV Constanta-CNE*	L400kV L. Sarat-G. Ialomitei	3600	3270 1850 ^{GB} 1700 ^U /1700	3140 1750 ^{GB} 1600 ^U /1600		

Limite impuse:

^U nivel de tensiune **conform Codului RET**

^{GB} Curent termic pe L 400 kV Gura Ialomitei - Buc. S;

^F Curent termic pe L 220 kV Lacu Sarat – Filesti si
pe L 220 kV Barbosi – Filesti;

^{CP} Curent termic L110 kV Calarasi-Pietroiu;

^{GS} Curent termic L110 kV Gura Ialomitei – Slobozia S

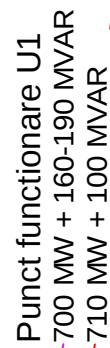
^{BM} Curent termic L110 kV Basarabi-Medgidia Sud d.c.;

^{TG} Suprasarcina pe T250 MVA din statia Gura Ialomitei;

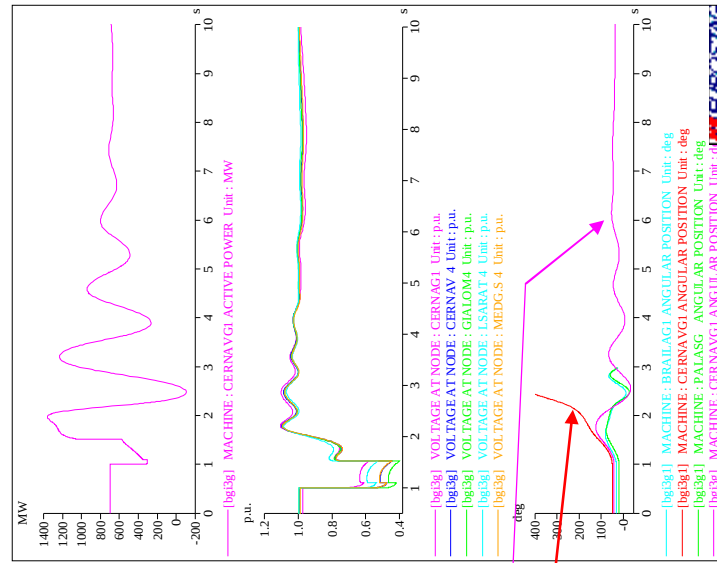
* La retragerea din exploatare a LEA 400 kV Tulcea – Isaccea sau LEA 400 kV Constanta – Tulcea, LEA kV Constanta – CNE se conecteaza L110 kV L. Sarat – Ostrov d.c., LEA110kV Baia – M. Viteazu, LEA 110kV Zebil – M. Viteazu, LEA 110kV Harsova – Topologu, LEA 110kV Basarabi – Gura Ialomitei, si se deconecteaza LEA 110 kV Nazarcea - Constanta

5.1.1.1 Retragerea planificata a LEA 400kV Cernavoda-Pelicanu si Cernavoda-Constanta Nord

Sc.3f pe LEA 400kV Buc.Sud-G.lalomitei izolat prin Z2 in G.lalomitei
retrageri planificate + retrag



Ü Regim stabil / instabil



Anexa 5.1 Verificarea stabilitatii zonei Cernavoda

5.1.2 Retragera planificata a LEA 400kV Cernavoda-Pelicanu U1+U2 CNE in functiune

a) Efectul reducerii incarcarii cu reactiv a U1,2 :

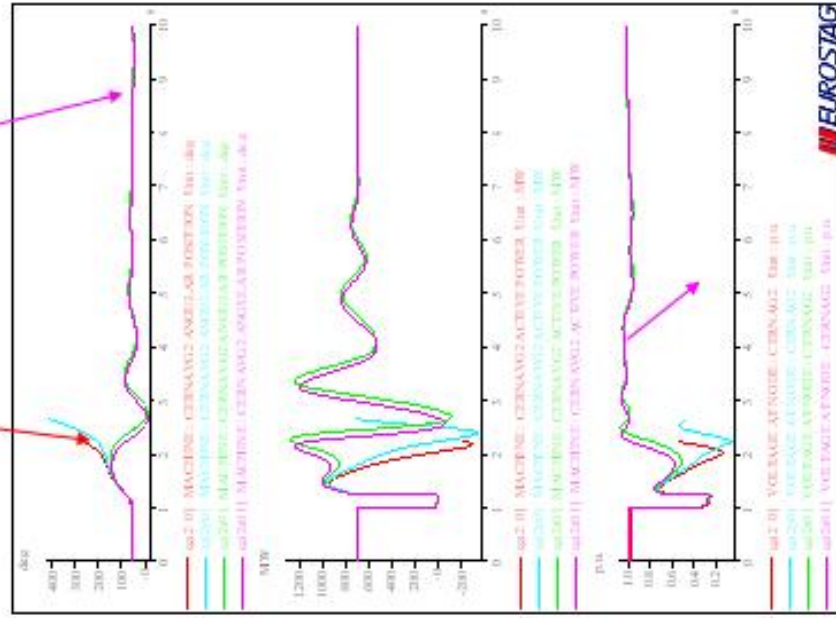
- Retragera planificata
- Sc. 3f pe o LEA 400kV Cernavoda-G.Ialomitei izolat cu DRRI in Cernavoda 0.24s

➔ Regim stabil / instabil

5.1.1.a + 5.1.2.a

➔ Sa se functioneze cu maxim **700MW / unitate** si o bobina conectata pentru incarcare cu reactiv

Punct functionare U1,2
700 MW + 140-190 MVAR
710 MW + 100 MVAR



Anexa 5.3 Verificarea stabilitatii zonei Portile de Fier si a interconexiunii

Identificarea retragerilor semnificative si a masurilor de pastrare a stabilitatii

Scenariu a)

- Retrageri simultane : c1+2 400kV Tantareni-Kozloduj
LEA 400kV Dierdap-Drmno
- Sc.3f pe LEA 400kV Dierdap-Bor izolat cu Zi+tp

⇒ CHE Dierdap ramane pe SEN

Regim cu oscilatii mari pe LEA 400kV Isaccea-Dobrudja amortizare lenta

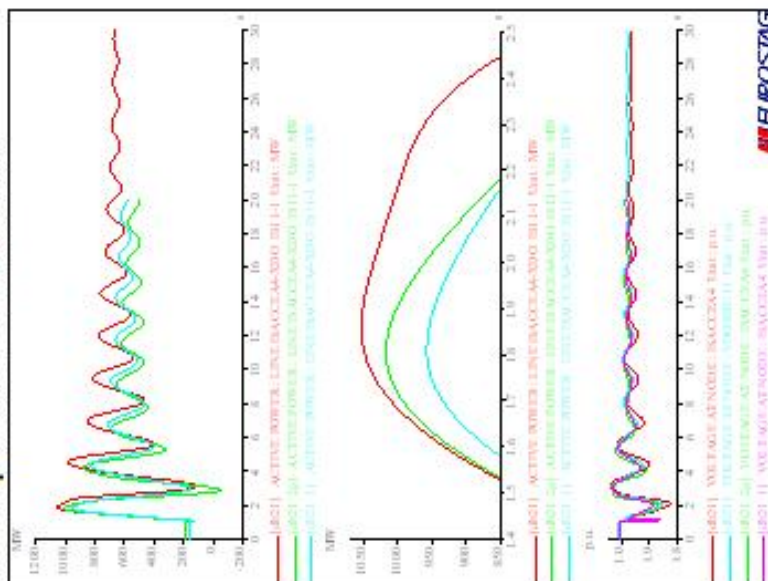
- RO+Dierdap 1650 MW
- + dec. 2g PdFier (Aut.P400.220)
- RO+Dierdap 1450 MW

Export RO+ Dierdap 1650 MW $\geq$ 1450 MW

⇒ LEA 400kV Isaccea-Dobrudja $\geq$ 850MW
 timp de 0.91s (0.98s*) $\geq$ 0.58s



Risc actiune automata (850MW/1s)



↳ Limite de stabilitate pe termen mediu si risc de actiune automata:

in interfata Rosiori-Mukachevo+Nadab-Bekecsaba+Arad-Sandorfalva+Isaccea-Dobrudja **1450MW**
 pe LEA 400kV Isaccea-Dobrudja **600MW**